

VŠB – Technická univerzita Ostrava
Fakulta elektrotechniky a informatiky

DIPLOMOVÁ PRÁCE

2012

Tomáš Harok

VŠB – Technická univerzita Ostrava
Fakulta elektrotechniky a informatiky
Katedra elektroenergetiky

Podpůrné služby v elektrárně Třebovice
Ancillary Services at the Power Plant Třebovice

2012

Tomáš Harok

VŠB - Technická univerzita Ostrava
Fakulta elektrotechniky a informatiky
Katedra elektroenergetiky

Zadání diplomové práce

Student: **Bc. Tomáš Harok**
Studijní program: N2649 Elektrotechnika
Studijní obor: 3907T001 Elektroenergetika
Téma: **Podpůrné služby v elektrárně Třebovice**
Ancillary Services at the Power Plant Třebovice

Zásady pro vypracování:

V diplomové práci zpracujte následující problematiku:

- o Druhy podpůrných služeb.
- o Technické podmínky Elektrárny Třebovice.
- o Legislativní rámec.
- o Současné využití PpS v elektrárně.
- o Varianta provozu elektrárny bez PpS.
- o Varianty provozu vždy pouze s jednou službou.
- o Ekonomické vyhodnocení jednotlivých variant.
- o Závěr.

Seznam doporučené odborné literatury:

- o Hradílek, Z.: Elektroenergetika distribučních a průmyslových zařízení. Ed. Nakladatelství MONTANEX, 2009, ISBN 987-80-7225-291-6
- o Santarius, P.: Elektrické stanice a vedení, VŠB Ostrava 1993
- o Pravidla provozování přenosové soustavy
- o <http://www.eru.cz/>
- o <http://www.ceps.cz/>
- o Další podle pokynů vedoucího práce

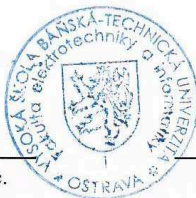
Formální náležitosti a rozsah diplomové práce stanoví pokyny pro vypracování zveřejněné na webových stránkách fakulty.

Vedoucí diplomové práce: **doc. Ing. Radomír Goňo, Ph.D.**

Datum zadání: 30.11.2011

Datum odevzdání: 04.05.2012

prof. Ing. Stanislav Rusek, CSc.
vedoucí katedry

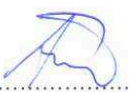


prof. RNDr. Václav Snášel, CSc.
děkan fakulty

Prohlášení:

„Prohlašuji, že jsem tuto diplomovou práci vypracoval samostatně. Uvedl jsem všechny literární prameny a publikace, ze kterých jsem čerpal.“

V Ostravě dne: 24. 4. 2012

Podpis: 

Poděkování:

Touto cestou bych chtěl poděkovat vedoucímu mé diplomové práce doc. Ing. Radomíru Goňovi, PhD. za jeho zkušené rady a připomínky a také konzultace s Ing. Janem Babincem a Ing. Pavlem Kudrem. V neposlední řadě také manželce a dětem, kteří mi byli po celou dobu oporou.

Abstrakt

Tato diplomová práce se zaměřuje na druhy podpůrných služeb a jejich detailnější rozbor. V krátkosti jsem se zmínil o historii až po současnost elektrárny Třebovice, která má za úkol nejen dodávku elektrické energie, ale hlavně dodávku tepla směrem k našim odběratelům. Pro přehlednost jsem popsal všechny druhy podpůrných služeb, které lze v současné době provozovat. V této práci informuji také o technickém vybavení elektrárny Třebovice a současném využití podpůrných služeb v této elektrárně. Na toto téma navazuje legislativní rámec, který je nutný pro poskytování přenosové soustavy v rámci českých, tak i evropských právních předpisů. V druhé polovině mé diplomové práce jsem se zabýval ekonomickým vyhodnocením, které elektrárna Třebovice provozuje. Nejprve jsem vyhodnotil variantu elektrárny bez podpůrných služeb, poté variantu vždy pouze s jednou podpůrnou službou. Tyto ekonomické výpočty jsem poté vyhodnotil. Závěrem bych chtěl zmínit, že jako směnový dispečer elektro přicházím každý den do styku s obsluhou podpůrných služeb.

Klíčová slova

Elektrárna, vysokotlaké turbíny, kombinovaná výroba tepla a elektřiny, benzonové kotle, výkon elektrárny, legislativa, přenosová soustava, ČEPS, podpůrné služby ETB, primární, sekundární a terciární regulace bloku, ekonomické vyhodnocení, varianty PpS v provozu.

Abstract

This thesis focuses on the detailed analysis of the types of support services. Firstly the work deals with the history and the present of the powerplant Třebovice, which task is not only the power, but also heat supply to the customers. I precisely described all kinds of support services that the powerplant can currently operate. This work also give information about the technical equipment of the powerplant Třebovice and about current utilization of support services there. This part is followed by the legislative framework which is necessary for the operation of the transmission system in the Czech as well as European legislation. In the second half of my thesis I dealt with economic analysis, which Třebovice powerplant operates. First, I analysed and evaluated the version of powerplant without support services, then another alternative version with only one support service. I also analysed the economic calculations which were made. Finally, I would like to mention that as a shift electro-operator I come into contact with service support services on a daily basis.

Keyword

Powerplant, high-pressure turbines, combined heat and power, benzon boilers, power plants, legislation, transmission system, CEPS, ETB support services, primary, secondary and tertiary control block, economic evaluation, variations in the ancillary service.

Seznam symbolů a zkratek

at	atmosférický tlak
bázový bod	silová elektřina mínus vlastní spotřeba el. energie elektrárny
CTZ	cena točivé zálohy
ČEPS, a.s	provozovatel přenosové soustavy
ČSN EN	Česká státní norma energetiky
DS	distribuční soustava
ES	elektrizační soustava
ETB	elektrárna Třebovice
GWh	giga watt hodina
K	kotel
kV	kilo volt
MPa	Mega Pascal
MVA	Mega volt ampér
MW	Mega watt
MW/h	Mega watt za hodinu
OTE	operátor trhu s elektřinou, a.s.
ot./min	otáčky za minutu
PNE	podnikové normy energetiky
PDS	provozovatel distribuční soustavy
PpS	podpůrné služby
PR	primární regulace
PřS	přenosové služby
PS	přenosová soustava
RZ	rychlouzávěr
RZTR +	regulační záloha kladná (TR)
RZTR –	regulační záloha záporná (TR)
RRTR	regulační rozsah (TR)
ŘPÚ	řád preventivní údržby
SR	sekundární regulace
SyS	systémové služby
TG	turbogenerátor
t/h	tuna za hodinu
TN	technické normy
TR	terciární regulace
Δ P	odchylka činného výkonu od bazového bodu

Obsah:

1. Úvod - historie a současnost elektrárny Třebovice	1
1.1 Stavba elektrárny	1
1.2 První etapa výstavby	2
1.3 Druhá etapa výstavby	2
1.4 Válečné období v letech 1939-1945	2
1.5 Poválečné období.....	3
1.6 Technické změny elektrárny Třebovice.....	3
1.7 Rekonstrukce elektrárny na teplárnu.....	4
1.8 Současný stav elektrárny Třebovice	5
2. Druhy podpůrných služeb (PpS).....	5
2.1 Důvod vzniku PpS	6
2.2 Obecné požadavky na PpS.....	6
2.3 Zásady pro výběr poskytovatelů PpS.....	6
2.4 Definice PpS	6
2.5 Druhy podpůrných služeb.....	6
2.5.1 Primární regulace f bloku (PR)	7
2.5.2 Sekundární regulace P bloku (SR).....	7
2.5.3 Terciární regulace P bloku (TR)	7
2.5.4 Rychle startující 10-ti minutová záloha (QS_{15}).....	7
2.5.5 Rychle startující 15-ti minutová záloha (QS_{15}).....	7
2.5.6 Dispečerská záloha v čase t minut (DZ_t)	7
2.5.7 Změna zatížení (ZZ_{30}).....	8
2.5.8 Snížení výkonu (SV_{30})	8
2.5.9 Vltava (VSR)	8
2.5.10 Sekundární regulace U/Q (SRUQ).....	8
2.5.11 Schopnost ostrovního provozu (OP).....	8
2.5.11.1 Přechod do ostrovního provozu	9
2.5.11.2 Ostrovní provoz	9
2.5.11.3 Opětovné připojení ostrova k soustavě.....	9
2.5.12 Schopnost startu ze tmy (BS).....	10
2.5.12.1 Dodržení postupu.....	10
2.5.12.2 Koordinovatelnost postupu	10
2.5.12.3 Schopnost ostrovního provozu.....	10
2.5.12.4 Dostupnost služby	10
3. Technické parametry elektrárny Třebovice	11
3.1 Parní kotel K-3, 4, 5.....	11
Popis parního kotle K-3, 4, 5	12
3.2 Parní kotel K- 12, 13, 14.....	12
Popis parního kotle K- 12, 13, 14	13
Názvosloví kotelny	13
3.3 Turbogenerátor TG 15	15
3.4 Turbogenerátor TG 16	16
3.5 Turbogenerátor TG 33	17

4.	Legislativní rámec.....	19
4.1	Legislativa.....	19
4.2	Národní právní předpisy	19
4.3	Vyhlášky ERÚ k zákonu č. 458/2000 Sb.....	19
4.4	Evropské právní směrnice.....	20
4.5	Kodex PS	21
5.	Současné využití PpS v elektrárně Třebovice	22
5.1	Primární regulace f bloku (PR)	22
5.2	Sekundární regulace P bloku (SR).....	23
5.3	Terciární regulace P bloku (TR)	23
6.	Cenová kalkulace nákladů na MW/h v elektrárně Třebovice.....	24
6.1	Náklady na dodávku 1 MW/h v ETB.....	24
6.1.1	Výrobní náklady	25
6.1.2	Náklady na emise.....	25
6.2	Celkové výrobní náklady na 1 MW/h v ETB	25
6.3	Cena za silovou elektřinu	25
7.	Varianty provozu elektrárny Třebovice bez PpS.....	25
7.1	Varianta č. 1 – maximální výroba elektrické energie bez PpS	26
7.2	Varianta č. 2 – výroba 80% elektrické energie bez PpS	26
7.3	Varianta č. 3 – výroba 60% elektrické energie bez PpS.....	27
7.4	Varianta č. 4 – výroba 40% elektrické energie bez PpS	27
8.	Varianty provozu elektrárny Třebovice vždy pouze s jednou poskytovanou službou.....	28
8.1	Primární regulace (PR)	28
8.1.1	Varianta č. 5 – maximální výroba elektrické energie + PR	28
8.2	Sekundární regulace (SR)	29
8.2.1	Varianta č. 6 – maximální výroba elektrické energie + 100% SR.....	29
8.2.2	Varianta č. 7 – maximální výroba elektrické energie + 80% SR.....	30
8.2.3	Varianta č. 8 – maximální výroba elektrické energie + 60% SR.....	30
8.2.4	Varianta č. 9 – maximální výroba elektrické energie + 40% SR.....	31
8.2.5	Varianta č. 10 – maximální výroba elektrické energie + 20% SR.....	31
8.3	Terciární regulace (TR+)	32
8.3.1	Varianta č. 11 – maximální výroba elektrické energie + 100% TR+.....	32
8.3.2	Varianta č. 12 – maximální výroba elektrické energie + 80% TR+.....	33
8.3.3	Varianta č. 13 – maximální výroba elektrické energie + 60% TR+.....	34
8.3.4	Varianta č. 14 – maximální výroba elektrické energie + 40% TR+.....	35
8.3.5	Varianta č. 15 – maximální výroba elektrické energie + 20% TR+.....	35
8.4	Terciární regulace (TR-)	36
8.4.1	Varianta č. 16 – maximální výroba elektrické energie + 100% TR-	36
8.4.2	Varianta č. 17 – maximální výroba elektrické energie + 80% TR-	37
8.4.3	Varianta č. 18 – maximální výroba elektrické energie + 60% TR-	37
8.4.4	Varianta č. 19 – maximální výroba elektrické energie + 40% TR-	38
8.4.5	Varianta č. 20 – maximální výroba elektrické energie +20% TR-	38

9. Ekonomické vyhodnocení jednotlivých variant PpS.....	39
9.1 Rozbor ekonomického vyhodnocení dle jednotlivých variant PpS	40
9.2 Mé doporučení pro provozování PpS v elektrárně Třebovice	40
9.2.1 Návrh mého řešení č. 1 – podpůrné služby TR+.....	40
9.2.2 Návrh mého řešení č. 2 – podpůrné služby SR	41
9.3 Plnění dodávky PpS v elektrárně Třebovice za rok 2011	42
9.4 Finanční vyhodnocení dle druhů poskytovaných PpS v elektrárně Třebovice za rok 2011 .	42
9.5 Průměrná hodinová marže podpůrných služeb v elektrárně Třebovice za rok 2011	43
10. Závěr.....	43
11. Seznam použité literatury	44

Úvod – historie a současnost elektrárny Třebovice

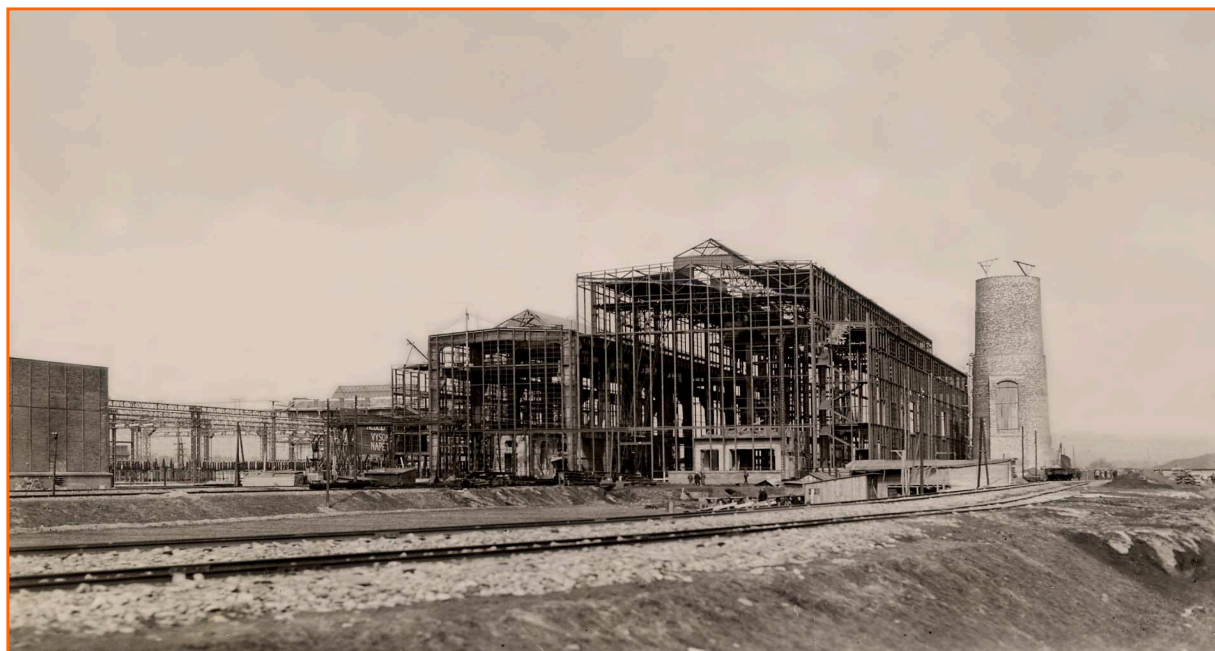
Koncem dvacátých let 20. století existovaly v oblasti střední a severní Moravy a Slezska dvě elektrárenské společnosti – Středomoravská elektrárna a.s. v Přerově a Moravsko-slezská elektrárna a.s. v Ostravě. Postupem elektrifikace Československé republiky došlo k tomu, že byly vyčerpány zálohy pro bezpečné zásobování sítí a zároveň vyčerpané kapacity elektrického výkonu vyráběného a nakupovaného v ostravských důlních elektrárnách. Začalo se tedy vážně uvažovat o stavbě vlastní elektrárny, kdy směr těmto záměrům dal prof. Ing. V. List z brněnské techniky. Tento návrh se jevil jako výhodné řešení a v květnu 1930 tak došlo k dohodě mezi oběma elektrárenskými společnostmi. Zakoupila se tedy část pozemku podél řeky Opavy u obce Třebovice, v blízkosti ostravského revíru. Bylo vypsáno nabídkové řízení na elektrárnu o výkonu asi 45 MW o dvou hlavních strojích a jednom menším pro krytí vlastní spotřeby. Přestože nabídkové řízení bylo vypsáno na tlak 40 at, dostala přednost společná nabídka Vítkovických železáren a Škodových závodů na zařízení pracující s vysokým tlakem 130 at a teplotou 500°C. Toto řešení bylo výhodné díky podstatně lepší provozní ekonomii a záruky dodavatelů. Po zvážení všech otázek technických, finančních a záruk bylo nabízené vysokotlaké zařízení u obou nabízejících firem objednáno. Tak se zrodila Elektrárna Třebovice, společný závod Moravsko-slezských elektráren a Středomoravských elektráren, která byla po dokončení druhé etapy výstavby největší, nejmodernější a nejehospodárnější elektrárnou ve střední Evropě.

Záruky dodavatelů:

- Po dobu 15 let dodají palivo spálené navíc při překročení měrné spotřeby
- Na 15 let dohodnuta záruka na výši nákladů na údržbu
- Zaručena minimální životnost vysokotlakého zařízení
- Garantována dodávka dalších kotlů až do výkonu elektrárny 160 MW za pevně určené ceny

1.1 Stavba elektrárny:

Stavba elektrárny byla zahájena v polovině roku 1931 a počátkem roku 1933 se uskutečnily provozní zkoušky jednotlivých částí technologického zařízení, které byly včetně zkušebního provozu celé elektrárny ukončeny v dubnu 1933. Elektrárna byla uvedena do provozu v červenci 1933 a do konce roku vyrobila přes 39 GW/h elektrické energie.



Obr. 1 - Elektrárna Třebovice v roce 1932 – pohled od Jihu

1.2 První etapa výstavby

Tato etapa výstavby zahrnovala tři vysokotlaké kotle (práškové systému Löffler) o výkonu 65 t/h s výstupním tlakem 130 at a teplotě 500 °C. Pro najiždění byly instalovány dva nízkotlaké kotle o výkonu 10 – 12 t/h (roštové Babcovo-Wilcox). Ve strojovně byly postaveny dvě vysokotlaké kondenzační turbíny, každá o výkonu 21 MW s možností zvýšení až na 24 MW. Dále zde byla v nízkotlakém okruhu instalována kondenzační turbína s výkonem 3,5 MW. V elektrické části bylo pro zásobování rozvodných sítí Moravsko-slezských elektráren použito napětí 22 kV a pro napojení na dálkové vedení do Dluhonic a Přerova byla vybudovaná venkovní rozvodna 110 kV.

1.3 Druhá etapa výstavby

Jelikož se osvědčil provoz první části elektrárny Třebovice, bylo rozhodnuto její rozšíření v letech 1938 – 1939 o dva další vysokotlaké kotle s výkonem 70 t/h a turbosoustrojím o výkonu 23,1 MW. Tím byla ukončena dostavba, kterou se elektrárna s instalovaným výkonem 68,6 MW, vysokými parametry páry 130 at a 500 °C, vysokou účinností a moderním technickým řešením zařadila do čela československých energetických závodů. Všechny kotle a turbosoustrojí byly domácí výroby – Škodových závodů Plzeň, Vítkovických železáren a První brněnské strojírný.

1.4 Válečné období v letech 1939 - 1945

Po odtržení našeho pohraničí v roce 1939 a po vytvoření protektorátu se elektrárna dostává na území obsazené Němci. Období nacistické okupace prožila elektrárna pod bedlivým dozorem okupantů. Přesto zde mohlo zůstat i několik českých techniků a provozních pracovníků, kteří po odchodu Němců a osvobození byli schopni elektrárnu uvést do provozu a řídit.



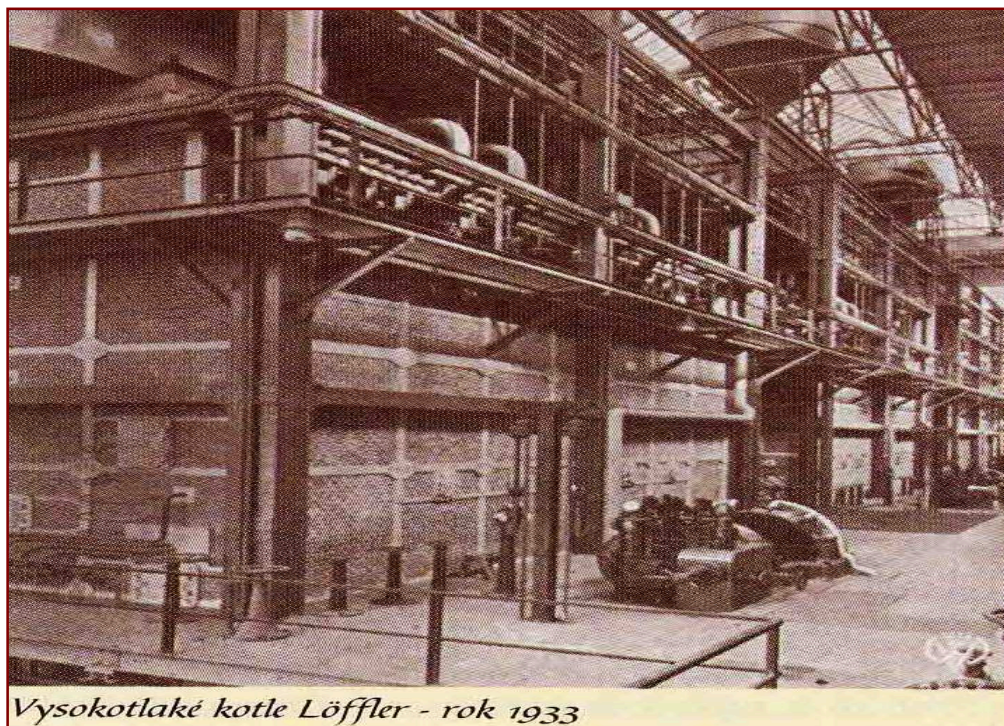
Obr. 2 - Turbogenerátory TG3, TG2

1.5 Poválečné období

Jako první bylo nutno najet domácí nízkotlaké kotle. Bylo nutno pokusit se o najetí elektrárny bez cizí pomoci, proto byla z blízkého Pustkovce přivezena hasičská stříkačka, která měla sloužit jako napáječka nízkotlakých kotlů. Do provozu byla také připravena rozvodna 3 kV, která byla nejméně poškozena, později bylo také obnoveno spojení s Elektrárnou Ignát (pozdější Elektrárna Jana Švermy). Do provozu byla elektrárna uvedena dne 16. června 1945. Již za protektorátu došlo ke zjednodušení vztahů sloučením Moravsko-slezských elektráren a Středomoravských elektráren do akciové společnosti Východomoravské elektrárny, kde elektrárna Třebovice se stává řídicím dispečerským orgánem elektráren ve středněmoravské a severomoravské oblasti. Na základě zkušeností a spolehlivosti byl zde později vytvořen moravský dispečink pro řízení všech elektráren na Moravě.

1.6 Technické změny elektrárny Třebovice

Další tři výrobní bloky 50 MW již nezachovaly stávající parametry ostré páry, ale výrobce kotlů přešel k vyšší teplotě páry 540 °C a tlaku 110 at. V kotelně byly postupně v letech 1952 až 1955 uvedeny do provozu tři kotle s tavnou komorou, každý o výkonu maximálně 220 t/h, které opět vyrobily Vítkovické železárny. Objednávka tří turbosoustrojí, každého o výkonu 50 MW, byla rozdělena mezi tři dodavatele: Škodovy závody Plzeň, Českomoravskou Kolben-Daněk a švýcarskou firmu Brown-Boveri. Tak se třebovická elektrárna stala vzorem k výstavbě několika dalších elektráren s 50 MW bloky (Hodonín, Mělník a další). V roce 1956 byla dosažena rekordní výroba více než 1,3 TW/h elektřiny za rok.



Obr. 3 – vysokotlaké kotle Löffler

1.7 Rekonstrukce elektrárny na teplárnu

Koncem roku 1954 se začíná rýsovat další etapa ve vývoji elektrárny. Z důvodu výstavby ostravského sídliště Poruba je nutno vyřešit zásobování teplem. Bylo rozhodnuto rekonstruovat elektrárnu na teplárnu, což mělo výhodu ve výměně starých a nevyhovujících zařízení. Staré Löfflerovy kotle K3 až K5 byly nahrazeny moderními průtlačnými kotly typu Benzon o výkonu 80 t/h, u kterých je možno v daném prostoru získat maximální parní výkon. Tak v roce 1960 dochází k bourání tří Löfflerových kotlů, dvou vysokotlakých turbín a jedné nízkotlaké parní turbíny pro vlastní spotřebu. Toto zařízení, úspěšně provozované od roku 1933, muselo ustoupit modernímu teplárenskému zařízení. Ve strojovně byla v roce 1963 postavena dvoutělesová kondenzační parní turbína se dvěma regulovanými a třemi neregulovanými odběry páry s turboalternátorem o výkonu 30 MW. S rostoucí dodávkou tepla byla postupně omezována kondenzační výroba elektřiny. V roce 1967 byl ukončen provoz posledního turbosoustrojí z předválečného uspořádání elektrárny s výkonem 23,1 MW, v roce 1977 pak ukončila provoz první poválečná turbína TG11 z roku 1951 o výkonu 40 MW, v roce 1986 turbosoustrojí TG13 z roku 1954 o výkonu 50 MW a nakonec v roce 1984 skončil provoz turbosoustrojí TG12 z roku 1952 o výkonu 50 MW. Výrobu elektrické energie pro oblast Ostravy a Karviné převzala nová moderní elektrárna Dětmarovice.



Obr. 4 - sídliště Poruba

1.8 Současný stav elektrárny Třebovice

Novodobý vývoj je směřován na další zvýšení kombinované výroby tepla a elektřiny s plným využitím zařízení kotelny, rekonstruovaného z hlediska ekologie. V současné době je elektrárna vybavena třemi benzonovými kotli K 3, 4, 5, třemi tavnými kotli K 12, 13, 14, turbogenerátorem TG 33. Nově jsou postaveny turbogenerátory TG15 a TG16 o výkonu 72 MW [1].

2. Druhy Podpůrných služeb (PpS)



Obr. 5 – Přenosová soustava

2.1 Důvod vzniku PpS společností ČEPS:

- dosažení stabilnějších hodnot frekvence v síti
- lepší pokrytí silové elektřiny v dobách výpadku elektráren a tepláren
- kvalitnější služby pro koncového zákazníka
- vyšší finanční ohodnocení za poskytované služby

2.2 Obecné požadavky na PpS

- měřitelnost – se stanovenými kvantitativními parametry a způsobem měření
- garantovaná dostupnost služby během denního, týdenního a ročního cyklu s možností vyžádat si inspekci.
- certifikovatelnost – stanovený způsob prokazování schopnosti poskytnout služby pomocí periodických testů.
- možnost průběžné kontroly poskytování

2.3 Zásady pro výběr poskytovatelů (PpS)

Žadatel o poskytování (PpS) může být elektrárna, blok elektrárny, teplárna, atd. potenciálně poskytovatel dané (PpS). Při výběru poskytovatelů (PpS), ČEPS postupuje podle následujících zásad a závazných pravidel výběrového řízení:

- **otevřenost ke každému zájemci o poskytování (PpS)**, který prokázal splnění požadavků stanovených Kodexem PS a ČEPS
- **nediskriminační přístup k zájemcům o poskytování (PpS)** a jejich cenovým nabídkám
- **verifikovatelnost postupů** – existuje prokazatelnost všech důležitých dat
- **zajištění bezpečnosti přenášovaných dat**

2.4 Definice podpůrných služeb

K zajištění „systémových služeb“ (SyS) používá ČEPS „podpůrné služby“ PpS poskytované jednotlivými uživateli PS. ČEPS tak dosahuje správné a spolehlivé fungování ES v rámci standardů, které si pro provoz zvolil, nebo které přijal jako člen propojených soustav. Následující část popisuje PpS tak, jak jsou poskytovány jednotlivými subjekty na jejich zařízeních.

2.5 Druhy podpůrných služeb

- Primární regulace f bloku (PR)
- Sekundární regulace P bloku (SR)
- Terciární regulace P bloku (TR)
- Rychle startující 10ti minutová záloha (QS_{10})
- Rychle startující 15ti minutová záloha (QS_{15})
- Dispečerská záloha (DZ_t)
- Změna zatížení (ZZ_{30})
- Snížení výkonu (SV_{30})
- Vltava (VSR)
- Sekundární regulace U/Q (SRUQ)
- Schopnost ostrovního provozu (OP)
- Schopnost startu ze tmy (BS)

2.5.1 Primární regulace f bloku (PR)

Primární regulace f bloku je lokální automatická funkce zajišťovaná obvody primární regulace, spočívající v přesně definované změně výkonu elektrárenského bloku v závislosti na odchylce frekvence od zadané hodnoty.

2.5.2 Sekundární regulace P bloku (SR)

Sekundární regulace P bloku (SR) je proces změny hodnoty výkonu regulovaného elektrárenského bloku, tak jak je požadováno sekundárním regulátorem frekvence a salda předávaných výkonů.

2.5.3 Terciární regulace P bloku (TR)

Terciární (točivá) regulace P bloku spočívá ve změně výkonu bloku na základě požadavku vyslaného na elektrárnu technickým zařízením Dispečinku ČEPS. Pro snižování výkonu využíváme zálohu označenou (RZTR-). Pro zvyšování výkonu využíváme zálohu označenou (RZTR+).

2.5.4 Rychle starující 10ti minutová záloha (QS₁₀)

Jedná se o bloky, které jsou do 10ti minut od příkazu Dispečinku ČEPS schopny poskytnout sjednanou zálohu RZQS₁₀, odpojení čerpání (u PVE) nebo nenajetí programovaného čerpání. Hlavním účelem použití těchto bloků nebo je vyregulování výkonové nerovnováhy vzniklé jako důsledek výpadků elektrárenských bloků nebo náhlého a významného nárůstu zatížení. Opětovné načerpání u PVE, tj. obnova možnosti poskytovat tuto službu je zodpovědností poskytovatele (QS₁₀). Minimální velikost (RZQS₁₀) jednoho bloku musí být 30 MW (pokud není s provozovatelem PS dohodnuto jinak). Minimální doba, po kterou musí být garantováno poskytování rychle startující 10ti minutové zálohy (RZQS₁₀) je 4 hodiny.

2.5.5 Rychle starující 15ti minutová záloha (QS₁₅)

Jedná se o bloky, které jsou do 15 minut od příkazu Dispečinku ČEPS schopny poskytnout sjednanou zálohu RZQS₁₅. Rychle startující patnáctiminutovou zálohu se rozumí zvýšení výkonu na svorkách poskytujícího bloku. Poskytovatel je povinen odstavit celou velikost regulační zálohy do 15 minut od pokynu Dispečinku ČEPS. Minimální velikost RZQS₁₅ musí být 10 MW. Způsob aktivace určuje ČEPS. Maximální velikost poskytované (RZQS₁₅) na jednom bloku nesmí překročit 100 MW. Bloky poskytující QS₁₅ nemohou zároveň (ve stejné obchodním intervalu) poskytovat následující podpůrné služby SR, TR, QS₁₀, DZ_t.

2.5.6 Dispečerská záloha dostupná v čase t minut (DZ_t)

Dispečerskou zálohu dostupnou v čase (t) minut (DZ_t) tvoří bloky elektráren odstavené do zálohy, schopné na žádost provozovatele PS garantovat přífázování a najetí na jmenovitý nebo předem sjednaný výkon maximálně do času t. Dispečerskou zálohu dostupnou v čase (t) se rozumí výkon na svorkách poskytujícího bloku snížený o vlastní spotřebu (netto). Čas (t) může nabývat jedné z uvedených diskrétních hodnot 30, 60, 90 a 360 minut. Poskytovatel je povinen odstavit blok do zálohy do 30 minut od pokynu Dispečinku ČEPS. Minimální výkon bloku pro (DZ_t) musí být alespoň 15 MW. Způsob aktivace (DZ_t) určuje ČEPS.

2.5.7 Změna zatížení (ZZ₃₀)

Změna zatížení zajištěná poskytovatelem ve směru odlehčení nebo zvýšení o předem definované a garantované velikosti regulační zálohy (RZZZ₃₀₋, případně RZZZ₃₀₊) na základě požadavku provozovatele PS. Jedná se o změnu zatížení, která nespadá do kategorie změn, které jsou povinně realizované podle regulačního, vypínacího a frekvenčního plánu (viz. Vyhláška č. 80/2010 Sb., o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu, v platném znění). Plná velikost aktivované PpS musí být dosažena do 30ti minut od požadavku Dispečinku ČEPS. Minimální doba, po kterou musí být garantována realizace PpS po její aktivaci je 120 minut. Minimální velikost ZZ₃₀ zajišťovaná od jednoho poskytovatele je alespoň 10 MW.

2.5.8 Snížení výkonu (SV₃₀)

Jedná se o bloky, které jsou do 30 minut od pokynu Dispečinku ČEPS schopny snížení výkonu o předem sjednanou hodnotu zálohy (RZSV₃₀) nebo jsou schopny plného odstavení nebo nenajetí zdroje programovaného PP. Služba je využívána pro snížení dodávky do ES a odregulování výkonové nerovnováhy při významné záporné odchylce v soustavě vzniklé nedodržením sjednaných diagramů v rozsahu přesahujícím možnost standardně určených velikostí PpS – (SR a TR-). Minimální velikost zálohy zajišťované od jednoho poskytovatele této PpS je 30 MW a minimální doba, po kterou musí být garantováno její využití po aktivaci dispečerem ČEPS, je 24 hodin. Poskytovatel (PpS) snížení výkonu (SV₃₀) musí na požádání ČEPS, a.s., doložit pro jednotlivé případy aktivace, na kterých blocích tuto službu poskytoval.

2.5.9 Vltava (VSR)

Služba využívající fiktivní blok Vltava vychází z dohody mezi ČEZ, a.s. a ČEPS, a.s. Poskytuje zejména (RZQS₁₀) a dále v závislosti na hydrologických podmínkách (RZVSR). Fiktivní blok Vltava je v ES ČR zcela jedinečný jak z pohledu podmínek Vltavské kaskády, tak z pohledu organizace jeho řízení. Pro ověření schopnosti poskytovat PpS provádí ČEPS, a.s. jeho certifikaci.

2.5.10 Sekundární regulace U/Q (SRUQ)

Sekundární regulace U/Q je automatická funkce využívající celý certifikovaný (smluvně dohodnutý) regulační rozsah jalového výkonu bloků pro udržení zadané velikosti napětí ve pilotních uzlech ES a zároveň rozděluje vyráběný jalový výkon na jednotlivé stroje. Regulační proces má být aperiodický nebo maximálně s jedním překmitem a ukončený do 2 minut. Sekundární regulace U/Q musí být zároveň schopná spolupracovat s prostředky terciární regulace napětí a jalových výkonů.

2.5.11 Schopnost ostrovního provozu (OP)

Jedná se o schopnost provozu elektrárenského bloku do vydělené části vnější sítě tzv. ostrova. Ostrovní provoz se vyznačuje velkými nároky na regulační schopnosti bloku. Schopnost Ostrovní provoz bloku je nezbytná pro předcházení a řešení stavu nouze a je legislativně podložena vyhláškou č. 80/2010 Sb., o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu, v platném znění. Ostrovní provoz bloku se vyznačuje značnými změnami systémových veličin – frekvence a napětí, což souvisí s tím, že blok pracuje do izolované části soustavy. Elektrárenský blok přechází automaticky do regulačního režimu ostrovního provozu při poklesu frekvence pod 49,8 Hz a při vzrůstu frekvence nad 50,2 Hz. Změny zatížení ostrova představují velké nároky na regulaci činného výkonu bloku. Zatížení je proměnné a tím vyvolané změny napětí a frekvence musí být blok schopen řešit svou autonomní regulací (na rozdíl od paralelního provozu, kdy jsou změny napětí a frekvence řešeny prostřednictvím systémových služeb).

Požadavky na schopnosti bloku:

2.5.11.1 Přechod do ostrovního provozu

Přechod do ostrovního provozu bloku je charakterizován obvykle náhlou změnou frekvence a vznikem bilanční nerovnováhy činného případně jalového výkonu. Při přechodu do ostrovního provozu (jehož vznik je indikován vhodným frekvenčním relé, které je nastaveno na hodnotu danou frekvenčním plánem (větší než $50,00 \pm 0,20\text{Hz}$) je nutné okamžitě zajistit především:

- změnu režimu regulace bloku na proporcionální regulaci otáček
- odpojení dálkové regulace výkonu (vypojení bloku ze sekundární regulace f a P)
- odpojení ASRU ze systému terciární regulace napětí
- pokud možno aperiodický a stabilní přechod otáček na novou hodnotu, která je dána frekvencí v ostrovu a nastavenými parametry regulace otáček. Výkon turbíny se v mezním případě může změnit z hodnoty jmenovitého výkonu až k hodnotám vlastní spotřeby
- odepnutí bloku od vnější sítě do provozu na vlastní spotřebu (i z jmenovitého zatížení), pokud kmitočet vybočí z mezí dle frekvenčního plánu. Přechod na otáčky při napájení vlastní spotřeby musí být stabilní
- přepnutí potřebných regulací bloku do režimu vhodného pro ostrovní provoz

2.5.11.2 Ostrovní provoz

Blokové regulace a technologické zařízení bloku musí zajistit:

- stabilní paralelní spolupráci s ostatními bloky zapojenými v ostrovu
- adekvátní odezvu dodávaného činného a jalového výkonu na změny frekvence a napětí, a to i při práci s nenominálními parametry napětí a frekvence. Adekvátní odezvou rozumíme tzv. idealizovanou závislost výkonu turbíny P_{id} na stacionární (po odeznění rychlých elektromechanických přechodných dějů) odchylce frekvence Δf :

$$P_{id} = P_0 - \frac{100}{\delta} \frac{P_n}{f_n} \Delta f \quad [MW]$$

kde: δ je statika proporcionálního regulátoru otáček (doporučená hodnota je 4 až 8 %), P_0 je výkon bloku před přechodem do ostrovního provozu nebo hodnota daná základním otevřením regulačních orgánů (ref. Ventilů u parních turbín, ovladače paliva u plynových, a rozváděcího (oběžného kola u vodních turbín) v případě, že obsluha bloku provedla změnu výkonu na pokyn dispečera PS.

- dle pokynů dispečera PS také měnit dostatečně plynule a jemně otáčky (výkon) soustrojí

2.5.11.3 Opětovné připojení ostrova k soustavě

Blok musí být schopen:

- pracovat v režimu ostrovního provozu po dobu minimálně 2 hodin
- dle pokynů dispečera PS regulovat frekvenci ostrova dostatečně plynule a jemně, tak aby mohlo dojít v daném místě k opětovnému přiřazování ostrova k propojené soustavě
- blok musí být schopen připojení k vnější síti při kmitočtu (větší než $50,00 \pm 0,20\text{Hz}$) a svorkovém napětí $(92 \div 108)\% U_n$
- v případě, že se blok fází v rozvodně PS, musí být blok schopen přivést napětí po blokovém vedení do této rozvodny

Pro kontrolu schopnosti ostrovního provozu provádí poskytovatel této PpS periodické certifikační testy dle metodiky popsané v části II. Kodexu PS. ČEPS má právo požadovat na poskytovateli možnost inspekce připravenosti k plnění této podpůrné služby provedené způsobem, který neovlivní provoz bloku.

2.5.12 Schopnost startu ze tmy (BS)

Schopnost bloku – najetí bez pomoci vnějšího zdroje napětí – na jmenovité otáčky, dosáhnout jmenovitého napětí, připojení k síti a jejího napájení v ostrovním režimu. Schopnost vybraných bloků pro start ze tmy je nezbytná pro obnovení dodávky po úplném nebo částečném rozpadu sítě a je legislativně podložena vyhláškou č. 80/2010 Sb., o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu, a je součástí Plánu Obnovy, popsaného v části V. Kodexu PS. Výběr bloků schopných startu ze tmy provádí ČEPS v dohodě s poskytovatelem této služby.

Požadavky na vybrané bloky pro start ze tmy:

2.5.12.1 Dodržení postupu

Po obdržení pokynu k provedení startu ze tmy od ČEPS se provedou následující kroky (ve smluvně dohodnutém časovém a výkonovém rozpětí):

- okamžité zahájení postupu najíždění bez použití vnějšího zdroje napětí
- podání napětí do nadřazené sítě (vedení zvn nebo vvn) v požadované kvalitě (velikost napětí, stabilita a kmitočet), blok pracuje v regulačním režimu ostrovního provozu
- obnovení napájení stanovených částí sítě dle pokynů Dispečinku ČEPS
- postupné zatěžování ostrova činným výkonem pomocí předem definovaných změn zatížení
- provoz ve stanovených výkonových mezích s limitem frekvenčních a napěťových odchylek
- opětné připojení ostrova k soustavě
- paralelní provoz se soustavou
- další provoz podle pokynů ČEPS

2.5.12.2 Koordinovatelnost postupu

Poskytovaná PpS je v souladu s Plánem obnovy, je kompatibilní s postupy obnovy a s provozními instrukcemi a předpisy dotčených subjektů: výrobců elektrické energie a regionálních distribučních podniků v dané lokalitě.

2.5.12.3 Schopnost ostrovního provozu

Vybraný blok pro start ze tmy je schopen pracovat v ostrovním provozu, a má platnou certifikační zkoušku na PpS – Schopnost ostrovního provozu.

2.5.12.4 Dostupnost služby

Pro kontrolu schopnosti startu ze tmy provádí poskytovatel této PpS periodické certifikační testy dle metodiky popsané v části II. Kodexu PS. ČEPS má právo požadovat na poskytovateli možnost inspekce připravenosti k plnění této podpůrné služby provedené způsobem, který neovlivní provoz bloku.

3. Technické parametry zařízení elektrárny Třebovice

3.1 Parní kotel K 3, 4, 5

- výrobce Vítkovické železářny a strojírny

K 3	do provozu uveden:	22.7.1964
	poslední rekonstrukce:	1996

K 4	do provozu uveden:	13.6.1964
	poslední rekonstrukce:	1997

K 5	do provozu uveden:	11.3.1964
	poslední rekonstrukce:	1995

Jmenovitý výkon:	55,3 MW
Minimální výkon:	38 MW

Množství vyrobené páry:	
• při jmenovitém výkonu:	80 t.h ⁻¹
• při minimálním výkonu	55 t.h ⁻¹

Konstrukční tlak:	17,33 MPa
Výpočtový přetlak:	13,4 MPa

Tlak přehřáté páry na výstupu z kotle:	
• jmenovitý	12,75 MPa
• maximální	13,23 MPa

Nastavení pojistných ventilů:	13,24 MPa
-------------------------------	-----------

Teplota přehřáté páry na výstupu z kotle:	
• jmenovitá	500°C
• maximální	508°C
• minimální	492°C
Teplota napájecí vody:	170 – 180 °C
• maximální	200°C

Palivo:	
• výhřevnost proplástek (rok 2007)	21,34 MJ.kg ⁻¹
• výhřevnost prach (rok 2007)	26,53 MJ.kg ⁻¹

LTO:

- výhřevnost $42,3 \text{ MJ.kg}^{-1}$

Teplota studeného vzduchu: 30°C
 Teplota sekundárního vzduchu 260°C
 Teplota spalin za kotlem: 160°C
 Účinnost kotle: $83,2 \%$

POPIS parního kotle K 3, 4, 5

- je průtlačný, granulační s najížděcí nádobou. Ohniště je práškové s osmi kruhovými práškovými hořáky. K najíždění kotle a zapálení uhelného prášku slouží dva LTO hořáky OERTLI. Na straně kouřových plynů je kotel vybaven elektrostatickým odlučovačem, na který navazuje axiální kouřový ventilátor. Odlučovač je horizontální, čtyřsekční s ocelovou skříní. Popílek je z odlučovače odváděn hydrosměsí do bagrovací stanice. Dva sekundární ventilátory zajišťují potřebné množství spalovacího vzduchu. Dva primární ventilátory dodávají potřebný tlak vzduchu pro dopravu uhelného prášku z podavače uhelného prášku do kotle. Součástí kotle je mlýnice, mlecí okruh je uzavřený s jedním trubnatým mlýnem s mezibunkrováním prášku a sušením paliva kouřovými plyny. Na stropě zásobníků uhelného prášku je instalován šnekový dopravník, sloužící k dopravě uhelného prášku ze svodek pod turnikety do libovolného ZUP. Odstruskování kotle je umístěno pod spalovací komorou kotle a sestává se z řetězového vynášeče a drtiče škváry. Stanoviště obsluhy je v samostatné budově umístěné na pravé straně K 5 kóta 7,5 m [2-3].

3.2 Parní kotel K 12, 13, 14

- výrobce Vítkovické železářny a strojírny

K 12	do provozu uveden:	25.11.1952
	poslední rekonstrukce:	2005
K 13	do provozu uveden:	28.5.1954
	poslední rekonstrukce:	2000 (realizace Vítkovice, a.s.)
K 14	do provozu uveden:	21.5.1955
	poslední rekonstrukce:	2007
Jmenovitý výkon kotlů:		161 MW_t
Minimální výkon kotlů:		80 MW_t
Množství vyrobené páry:		
	• při jmenovitém výkonu	220 t.h^{-1}
	• při minimálním výkonu	110 t.h^{-1}
Výpočtový přetlak:		$13,9 \text{ MPa}$
Zkušební přetlak:		$18,07 \text{ MPa}$
Tlak přehřáté páry na výstupu z kotle:		$10,89 \text{ MPa}$

Teplota přehřáté páry na výstupu z kotle:

- jmenovitá 535°C
- maximální 543°C
- minimální 527°C

Teplota napájecí vody:

- jmenovitá 180°C
- maximální 200°C

Nastavení pojistných ventilů:

- výparní systém 13,93 MPa
- výstupní parovod 11,96 MPa

Palivo:

- výhřevnost projektovaná $24 \pm 1 \text{ MJ.kg}^{-1}$

LTO:

- výhřevnost $42,3 \text{ MJ.kg}^{-1}$
- teplota studeného vzduchu (výpočtová) 30°C
- teplota horkého vzduchu (výpočtová) 345°C
- teplota spalín za kotlem (výpočtová) 170°C
- účinnost kotle (výpočtová) 88,74%

POPIS parního kotle K 12, 13, 14

- je práškový strmotrubnatý s výtavným ohništěm a přirozenou cirkulací. Je určen pro spalování ostravského prachu. Kotel je vybaven automatickou regulací a řízen technologií metsoDNA (Dynamic Network Applications), která je založena na volném sdílení dat a know-how prostřednictvím počítačové sítě. V trubkových stěnách ohniště vzniká směs páry a vody, která se zavádí do odlučovacího kotlového tělesa. V kotlovém tělese se vlastní tíží odlučuje voda od páry. Odloučená pára se převádí do komory KP 0, umístěné nad kotlovým tělesem. Voda z kotlového tělesa se dopravuje samospádem pěti zavodňovacími potrubími na kóta 3,0 m. Ze zavodňovacích spádových potrubí přechází voda pomocí vodních spojek do komor, které tvoří patu trubnatých stěn a dna tavícího prostoru ohniště kotle. Kotel se odluhuje regulačním ventilem z kotlového tělesa, kde má kotelní voda nejvyšší zahuštění. Kotel se pravidelně odkaluje ze spodních komor varného systému a sběrných jímek, umístěných na spodním konci spádovek [4-5].

NÁZVOSLOVÍ kotelný

Kotel

- konstrukčně ucelený komplex zařízení pro výrobu páry nebo horké vody pod tlakem, tepelnou energií získanou spalováním paliva při průběhu technologického procesu nebo při přeměně elektrické energie v tepelnou

Parní kotel

- zařízení, v němž se vyrábí a z něhož se odvádí pára o tlaku vyšším než atmosférickém. Pára se vyrábí nebo ohřívá působením tepla přiváděného zpravidla stěnami tlakového celku z topeniště

Pomocná zařízení kotle

- zařízení potřebná pro provoz kotle nebo s jeho provozem související, zejména zařízení pro dopravu paliva a vzduchu, pro odsávání spalin, jejich čištění a pro odvod tuhých zbytků spalování

Příslušenství parního kotle

- zařízení pro provoz parního kotle nutná. Jsou to zejména napájecí zařízení a zařízení pro úpravu napájecí vody

Tlakový celek (systém) parního kotle

- začíná uzávěrem na vstupu napájecí vody a končí hlavním parním uzávěrem. Skládá se zpravidla z výparníku, přehříváku páry, ohříváku vody (kapaliny, dále jen vody), popř. chladiče a přehříváku páry a jejich spojovacího potrubí. Nemá-li tlakový celek hlavní parní uzávěr, končí přírubou nebo nástavcem za výstupem z poslední komory přehříváku páry, popř. směšovací komory

Ohřívák napájecí vody

- část tlakového celku parního kotle, v níž se napájecí voda ohřívá před vstupem do výparníku, popř. též částečně odpařuje

Výparník

- část tlakového celku parního kotle, v níž se voda mění v páru

Přehřívák páry

- část tlakového celku parního kotle, v níž se voda mění v páru

Ohřívák napájecí vody

- část tlakového celku parního kotle, v níž se napájecí voda ohřívá před vstupem do výparníku, popř. též částečně odpařuje

Kotelna

- samostatná budova nebo zvláštní přístavek, popř. zvláštní místnost, v níž je postaven jeden nebo několik parních kotlů. Kotle venkovního provedení se umísťují ve vhodně ohraničeném prostoru, který se za kotelnu nepovažuje.

Kotle průtočné (průtlačné)

- u nichž pohyb směsi vody a páry v tlakovém celku je vynucen pouze tlakem napáječky. Odpařovaná voda protéká tlakovým celkem pouze jedenkrát.

Výstroj tlakového celku parního kotle

- armatura a přístroje nutné k ovládání, řízení a nezbytné kontrole provozu parního kotle.

Hrubá výzbroj (armatura) parního kotle

- výzbroj topeniště, např. dvířka a hledítka, explozní klapky, tahová hradítka, měřicí vložky, zařízení k čištění vnějšího povrchu výhřevných ploch.

Základní parametry kotle

- tlak přehřáté páry, teplota přehřáté páry, teplota přehřáté páry a teplota napájecí vody.

Jmenovitý výkon parního kotle ($\text{t}\cdot\text{h}^{-1}$)

- výkon, který kotel musí trvale dávat při dodržení jmenovitých hodnot základních parametrů.

Tlak přehřáté páry (MPa)

- tlak páry na výstupu kotle. Měří se před hlavním uzávěrem kotle. Není-li hlavní uzávěr, měří se tlak na výstupu z tlakového celku kotle.

Teplota přehřáté páry ($^{\circ}\text{C}$)

- teplota páry na výstupu z kotle. Měří se ve stejném místě jako tlak přehřáté páry.

Teplota napájecí vody ($^{\circ}\text{C}$)

- měří se před místem, kde začíná přivádění tepla z paliva do napájecí vody, tj. před ohřívákem vody. Je-li chladič pro regulaci teploty přehřáté páry zařazen před ohřívákem vody, měří se teplota před chladičem, u parních kotlů bez ohříváku vody před vstupem do kotlového bubnu.

Jmenovité parametry

- hodnoty základních parametrů, určené k udržování při trvalém provozu kotle.

Nejvyšší tlak (MPa)

- tlak přehřáté páry, rovný nejnižšímu otevíracímu tlaku, na který je nařízen aspoň 1 pojistný ventil připojený za přehřívákem kotle.

Konstrukční tlak (MPa)

- nejvyšší hodnota tlaku syté páry v kotlovém bubnu při nejvyšším tlaku a jmenovitém výkonu kotle. U průtlačných kotlů se stanoví konstrukční tlak odděleně pro jednotlivé části tlakového celku. Je roven nejvyšší hodnotě vyskytujícího se tlaku v té části při jmenovitém výkonu kotle a při nejvyšším tlaku přehřáté páry.

3.3 Turbogenerátor TG 15

- výrobce Škoda Plzeň
- uvedení do provozu 1998

Teplota páry před RZ ventilem:

- jmenovitá 530 $^{\circ}\text{C}$
- minimální 480 $^{\circ}\text{C}$
- maximální 538 $^{\circ}\text{C}$

Tlak páry před RZ ventilem:

- jmenovitý 10,7 MPa
- minimální není definován
- maximální 11,24 MPa

Hltnost turbíny:

- maximální 320,86 t/h
- minimální 96 t/h
- minimální průtok NT části 4,5 t/h

Výkon generátoru:

- činný - jmenovitý 72 MW
- činný – dosažitelný 75 MW
- zdánlivý – jmenovitý 90,032 MVA
- zdánlivý – dosažitelný 93,750 MVA
- jalový – jmenovitý 41,5 MVar

Teplota studeného vzduchu generátoru:

- maximální 45°C

Teplota teplého vzduchu generátoru:

- maximální 80°C

Teplota chladicí vody:

- jmenovitá 25°C
- maximální 33°C

Kritické otáčky:

- NT 1800 ot./min.
- generátoru 1850 ot./min.
- VT 2250 ot./min.

POPIS Turbogenerátoru TG 15

- parní turbína je rovnotlaká, dvoutělesová, kondenzační se dvěma regulovanými odběry páry a čtyřmi neregulovanými odběry páry, pro pohon generátoru. Turbína je vybavena natáčecím zařízením s elektropohonem, který je řízen pomocí měniče frekvence.

3.4 Turbogenerátor TG 16

- výrobce Škoda Plzeň
- uvedení do provozu 2004

Teplota páry před RZ ventilem:

- jmenovitá 530°C
- minimální 490°C
- maximální 538°C

Tlak páry před RZ ventilem:

- jmenovitý 10,7 MPa
- minimální není definován
- maximální 11,24 MPa

Hltnost turbíny:

- maximální 300 t/h
- minimální 70 t/h
- minimální propustnost přepouštěcí klapky mezi VT a NT dílem 5t/h

Výkon generátoru:

- činný - jmenovitý 72 MW
- činný – dosažitelný 72 MW
- zdánlivý – jmenovitý 90 MVA
- zdánlivý – dosažitelný 93,750 MVA
- jalový – jmenovitý 54 MVar

Teplota studeného vzduchu generátoru:

- maximální 45°C

Teplota teplého vzduchu generátoru:

- maximální 80°C

Teplota chladicí vody:

- jmenovitá 25°C
- maximální 33°C

Kritické otáčky:

- NT 1891 ot./min.
- generátoru 1991 ot./min.
- VT 2414 ot./min.

POPIS Turbogenerátoru TG 16

- Turbína dvoutělesová, kondenzační, s jedním regulovaným odběrem do parní sítě 1,2 MPa a jedním odběrem do parní sítě 0,1 MPa. Turbína je vybavena natáčecím zařízením s elektropohonem, který je řízen pomocí měniče frekvence.

3.5 Turbogenerátor TG 33

- výrobce IBZKG
- uvedení do provozu: 1961
- poslední rekonstrukce: 2005

Teplota páry na spouštěcím ventilu:

- jmenovitá 500°C
- minimální 480°C
- maximální 515°C

Tlak páry na spouštěcím ventilu:

- jmenovitý 12,26 MPa
- minimální 7,0 MPa
- maximální 12,75 MPa

Hltnost turbíny:

- maximální 230 t/h
- maximální hltnost ST části 150 t/h
- minimální průtok NT části 7 t/h

Počet odběrů: 5 kusů

Teplota chladicí vody do kondenzátoru:

- maximálně 33°C

Teplota vzduchu generátoru na vstupu:

- maximálně 40°C

Rozdíl vstup a výstup vzduchu generátoru:

- maximálně 26°C

Kritické otáčky turbíny: 2400 ot./min.

Kritické otáčky generátoru: 3200 ot./min.

Maximální výkon generátoru: 33 MW
41,25 MVA

POPIS Turbogenerátoru TG 33

- parní turbína je přetlaková, dvoutělesová, kondenzační se dvěma regulovanými odběry páry a třemi neregulovanými odběry páry, pro pohon alternátoru.

Názvosloví

Turbogenerátor

- je soustrojí sloužící k výrobě elektrické energie. Jeho vedlejším produktem zpravidla bývá odběrová (redukovaná pára) pro topné a technologické účely. Skládá se z parní turbíny a alternátoru, které jsou vzájemně spojeny pevnou spojkou.

Parní turbína

- je parní motor, v němž se tepelná energie páry mění v energii pohybovou (mechanickou práci); práce za jednotku času je výkon parní turbíny.

Alternátor

- je synchronní generátor, který vyrábí střídavou činnou a jalovou elektrickou energii. „Synchronní“ znamená, že jeho rotující magnetické pole vytvářené budícím vinutím se otáčí synchronně s magnetickým polem sítě.

Příslušenství

- je součástí turbosoustrojí, jako např. kondenzace, regenerační ohříváky, vnitřní spojovací potrubí, chladicí okruhy, řídicí systém SIEMENS SIMATIC S7-135U, prostě veškeré zařízení nutné pro provoz parního turbosoustrojí.

Parní turbosoustrojí

- turbína s poháněným strojem (např. s turboalternátorem); u turbín s převodem včetně převodovky.

Parní turbínové zařízení

- parní turbosoustrojí včetně vnitřního spojovacího potrubí a ostatního příslušenství (např. čerpadel, kondenzátoru a jeho příslušenství, regeneračních ohříváků).

4. Legislativní rámec

Vzhledem k tématu mé diplomové práce na podpůrné služby, jsem se zaměřil na legislativu z odvětví elektroenergetiky.

4.1 Legislativa

- Činnost provozovatele přenosové soustavy jsou vymezeny v rámci národní i evropské legislativy. V této části stránek naleznete seznam jak českých, tak evropských aktuálních právních předpisů a aktuální kodex PS – Pravidla provozování přenosové soustavy

4.2 Národní právní předpisy

- **Zákon č. 458/2000 Sb.**, o podmínkách podnikání a výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (**ENERGETICKÝ ZÁKON**), ve znění pozdějších předpisů.
- **Zákon č. 180/2005 Sb.**, o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů (zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů), ve znění pozdějších předpisů.

4.3 Vyhlášky ERÚ k zákonu č. 458/2000 Sb., ve znění pozdějších předpisů

- **Vyhláška č. 401/2010 Sb.**, o obsahových náležitostech Pravidel provozování přenosové soustavy. Pravidel provozování distribuční soustavy. Řádu provozovatele přepravní soustavy, Řádu provozovatele distribuční soustavy, Řádu provozovatelé podzemního zásobníku plynu a obchodních podmínek operátora trhu
- **Vyhláška č. 408/2009 Sb.**, o náležitostech a členění regulačních výkazů včetně jejich vzorů a pravidel pro sestavování regulačních výkazů
- **Vyhláška č. 140/2009 Sb.**, o způsobu regulace cen v energetických odvětvích a postupech pro regulaci cen

- **Vyhláška č. 280/2007 Sb.**, o provedení ustanovení energetického zákona o Energetickém regulačním fondu a povinnosti nad rámec licence
- **Vyhláška č. 51/2006 Sb.**, o podmínkách připojení k elektrizační soustavě
- **Vyhláška č. 541/2005 Sb.**, o Pravidlech trhu s elektřinou, zásadách tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektřinou a provedení některých dalších ustanovení energetického zákona
- **Vyhláška č. 540/2005 Sb.**, o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice
- **Vyhláška č. 426/2005 Sb.**, o podrobnostech udělování licencí pro podnikání v energetických odvětvích
- **Vyhláška č. 80/2010 Sb.**, o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu
- **Vyhláška č. 79/2010 Sb.**, o dispečerském řízení elektrizační soustavy a o předání údajů pro dispečerské řízení

Vyhlášky ERÚ k zákonu č. 458/2000 Sb.

- **Vyhláška č. 502/2005 Sb.**, o stanovení způsobu vykazování množství elektřiny při společném spalování biomasy a neobnovitelného zdroje
- **Vyhláška č. 475/2005 Sb.**, kterou se provádějí některá ustanovení zákona o podpoře využívání obnovitelných zdrojů

4.4 Evropské právní systémy

- **Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/72/ES** ze dne 13. července 2009 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a zrušení směrnice 2003/54/ES
- **Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/28/ES** ze dne 23. dubna 2009 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů a o změně a následném zrušení směrnic 2001/77/ES a 2003/30/ES
- **Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2005/89/ES** ze dne 18. ledna 2006 o opatřeních pro zabezpečení dodávek elektřiny a investic do infrastruktury
- **Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2004/8/ES** ze dne 11. února 2004 o podpoře kombinované výroby tepla a elektřiny založené na poptávce po užitečném teple na vnitřním trhu s energií a o změně směrnice 92/42/EHS
- **Směrnice Rady 2006/112/ES** ze dne 28. listopadu 2006 o společném systému daně z přidané hodnoty
- **Nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č.714/2009** ze dne 13. července 2009 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou a o zrušení nařízení (ES) č.1228/2003
- **Nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č.713/2009** ze dne 13. července 2009, kterým se zřizuje Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů
- **Rozhodnutí č.1364/2006/ES** ze dne 6. září 2006, kterým se stanoví hlavní směry pro transevropské sítě a kterým se zrušují rozhodnutí 96/39/ES a rozhodnutí č. 1229/2003/ES

4.5 Kodex PS

Cílem kodexu PS je vypracovat a veřejně publikovat informace pro účastníky trhu a pravidla, která stanoví:

- minimální technické, konstrukční a provozní požadavky pro připojení a užívání přenosové soustavy
- podmínky pro poskytování (PpS) a PřS

Kodex I. – Základní podmínky pro užívání přenosové soustavy

Tvoří základní dokument KODEXU PS. Specifikuje jeho poslání, zásady tvorby a proces aktualizace. V této části jsou také vymezeny působnosti provozovatele PS v rámci propojené soustavy UCTE včetně podpisu systémových služeb. Na závěr je vymezena terminologie, jež je v kodexu PS používána.

Kodex II. – Podpůrné služby (PpS)

V tomto kodexu je popsána metodologie určování celkového objemu (PpS) z hlediska zajištění spolehlivého a bezpečného provozu ES ČR. Dále stanovuje podmínky pro udělování a zánik autorizace pro provádění certifikačních měření. Definují se zde podmínky výběrového řízení, obstarávání (PpS) a jeho vyhodnocení. Popisuje koncepci provozování elektronického on-line Denního trhu s (PpS) ČEPS, a.s. na internetu.

Kodex III. – Poskytování systémových a přenosových služeb

Část III. popisuje obchod s PřS na národní i mezinárodní úrovni. Je zde stanovena metodika určení volných obchodovatelných kapacit a organizace aukcí a prověřování obchodních případů exportu a importu elektřiny na mezinárodních přenosových profilech za účelem technického ověření realizovatelnosti spolehlivého přenosu každého obchodního případu.

Kodex IV. – Plánování rozvoje PS

Specifikuje a upřednostňuje rozvojové trendy, záměry a cíle provozovatele PS v rámci procesu plánování rozvoje PS a opatření pro jejich dosažení. Obsahuje popis výpočtů chodu sítě a zkratových proudů, které provozovatel PS provádí v rámci procesu plánování rozvoje PS.

Kodex V. – Bezpečnost provozu a kvalita na úrovni PS

V této části jsou popsány principy plánu obrany soustavy včetně frekvenčního odlehčování a další opatření při poklesu a vzrůstu napětí, proti přetížení, kývání a ztrátě synchronizmu. Rovněž je pojednáno o plánu obnovy, který popisuje strategie, priority a odpovědnosti při obnově soustavy po systémové poruše typu black - out. Jsou zde stanoveny parametry kvality dodávané elektřiny.

Kodex VI. – Dispečerské řízení

V části VI. Je popsána problematika dispečerského řízení PS ČR s cílem seznámit uživatele PS a především subjekty podléhající dispečerskému řízení z dispečinku ČEPS s příslušnými postupy. Tato část rovněž popisuje problematiku předávání informací o poruchových událostech. V této části je také popsán proces povolování zkoušek na výrobních a rozvodných zařízeních prováděných v soustavě, zásady jejich přípravy a schvalování (včetně příslušných formulářů) a vztah mezi dispečinkem ČEPS s žadatelem o zkoušky. Jsou zde definována pravidla pro poskytování podkladů pro přípravu provozu PS.

Kodex VII. – Zařízení PS

Pro silová zařízení PS jsou uvedeny základní technické požadavky a definovány zásady provozu a údržby. Pro sekundární techniku jsou definovány požadavky na systémy chránění, řídicí systémy a obchodní měření.

Kodex VIII. – Standardy PS

Zde jsou na jednotlivých listech definovány příslušné standardy.

5. Současné poskytování podpůrných služeb v elektrárně Třebovice

V současné době elektrárna Třebovice nabízí 3 druhy podpůrných služeb, které detailněji popisují v níže uvedených bodech:

- Primární regulace f bloku (PR)
- Sekundární regulace f bloku (SR)
- Terciární regulace f bloku (TR)

5.1 Primární regulace f bloku (PR)

Primární regulace f bloku je lokální automatická funkce zajišťovaná obvody primární regulace, spočívající v přesně definované změně výkonu elektrárenského bloku v závislosti na odchylce frekvence od zadané hodnoty. Změnu výkonu elektrárenského bloku vyžadovanou obvody primární regulace v závislosti na odchylce frekvence udává regulační rovnice:

$$\Delta P = -\frac{100}{\delta} \cdot \frac{P_n}{f_n} \cdot \Delta f, kde$$

ΔP požadovaná změna výkonu bloku [MW]

P_n nominální výkon bloku [MW]

Δf odchylka frekvence od zadané hodnoty [Hz]

δ statika primární regulace [%]

f_n zadaná frekvence (obvykle jmenovitá 50 Hz)

Poskytovatel PpS primární regulace f bloku (PR) musí zajistit uvolnění požadované regulační zálohy (RZPR) do **30 sekund** od okamžiku vzniku odchylky frekvence. Maximální rezervovaná velikost (RZPR) na bloku je uvolňována při změně kmitočtu o **200 mHz** od zadané hodnoty (platí pro bloky do 300 MW) a pro bloky nad 300 MW se uvažuje s uvolněním maximální rezervované velikosti (RZPR)

při změně kmitočtu o **100 mHz** od zadané hodnoty. Z důvodu omezení vlivu výpadků bloků poskytujících tuto PpS na souhrnnou zálohu, je stanovena **maximální** velikost vykupované (RZPR) od jednoho bloku **10 MW**. **Minimální** velikost (RZPR) poskytovaná na jednom bloku je **3 MW**, přičemž platí:

$$RZPR = \frac{1}{2} RRRPR$$

5.2 Sekundární regulace P bloku (SR)

Sekundární regulace P bloku (SR) je proces změny hodnoty výkonu regulovaného elektrárenského bloku, tak jak je požadováno sekundárním regulátorem frekvence a salda předávaných výkonů. Využitím regulační zálohy (RZSR) je dáno algoritmem sekundárního regulátoru Dispečinku ČEPS.

Poskytovatel PpS sekundární regulace P bloku (SR) musí velikost regulační zálohy (RZSR) bloku realizovat určenou rychlostí nejpozději **do 10 minut** od požadavku. **Minimální** rychlost změny výkonu bloku v rámci (RZSR) bloku je **2 MW/min**. **Minimální** certifikovaná velikost (RRSR) na jednom bloku je **20 MW** a **minimální** poskytovaná velikost (RZSR₍₊₎) nebo (RZSR₍₋₎) na jednom bloku je **10 MW**. **Pro maximální** poskytovanou velikost RZSR na jednom bloku platí, že žádná z uvedených hodnot (RZSR₍₊₎), (RZSR₍₋₎), (RZSR), nepřekročí **70 MW**. V případě symetrické alokace (RZSR) pro každý blok poskytující (SR) platí:

$$\begin{aligned} RZSR_{(+)} &= |RZSR_{(-)}|, \\ RRSR &= RZSR_{(+)} + |RZSR_{(-)}|, \\ RZSR &= \frac{1}{2} RRSR \end{aligned}$$

5.3 Terciární regulace P bloku (TR)

Terciární (točivá) regulace P bloku spočívá ve změně výkonu bloku na základě požadavku vyslaného na elektrárnu technickým zařízením Dispečinku ČEPS. Pro snižování výkonu využíváme zálohu označenou (RZTR-). Pro zvyšování výkonu využíváme zálohu označenou (RZTR+).

Poskytovatel PpS terciární regulace P bloku (TR) musí celou velikost regulační zálohy realizovat nejpozději **do 30 minut** od požadavku. **Minimální** velikost vykupované (RZTR+ nebo RZTR-) pro blok připojený k regulátoru ČEPS je **10 MW**, přičemž platí:

$$RZTR- = RRTTR-; RZTR+ = RRTTR+$$

Minimální rychlost změny výkonu je **2 MW/min**. **Maximální** velikost poskytované (TR) na jednom bloku nesmí překročit **100 MW**.

6. Cenová kalkulace nákladů na MW/h v elektrárně Třebovice

6.1 Náklady na dodávku 1MW/h v ETB

Cena za 1MW/h v elektrárně Třebovice se skládá z výrobních nákladů a dále také z emisních poplatků. Nejdříve se budu zabývat výpočtem výrobních nákladů a poté nákladů na emise. Součtem těchto dvou nákladů dostaneme celkové výrobní náklady 1 MW/h v elektrárně Třebovice.

6.1.1 Výrobní náklady

Vzorec pro výpočet výrobních nákladů 1 MW/h v je následující:

$$s_{pal}^{ed} = q_{pal} \cdot k_q \cdot q_{el} \cdot k_e \left[\frac{GJ}{MWh} \right] \quad [1]$$

s_{pal}^{ed} měrná spotřeba energie v palivu na dodávku elektřiny

q_p měrná spotřeba energie v palivu na vyrobené teplo

k_q koeficient vlastní spotřeby a ztrát tepla

q_{el} měrná spotřeba tepla na výrobu elektřiny

k_e koeficient vlastní spotřeby elektřiny

Koeficienty získané z ETB, které jsem aplikoval do vzorce pro výpočet nákladů, se kterými jsem pracoval

$$q_{pal} = 1,115$$

$$k_q = 1,02$$

$$q_{el} = 9,5 \left[\frac{GJ}{MWh} \right]$$

$$k_e = 1,08$$

Aplikováním vzorce 1 se dají vypočítat náklady na 1 MW/h v elektrárně Třebovice.

$$s_{pal}^{ed} = 1,115 \cdot 1,02 \cdot 9,5 \cdot 1,08 = 11,67 \left[\frac{GJ}{MWh} \right]$$

Cena paliva činí 90 Kč/GJ

Tuto cenu vynásobíme s měrnou spotřebou energie v palivu na dodávku elektřiny a dostaneme konečnou částku výrobních nákladů na 1MWh v elektrárně Třebovice.

$$90 \cdot 11,67 = 1050 \text{ Kč/MWh}$$

Výsledná částka pro výrobní náklady tedy činí 1050 Kč na 1 MW/h. Toto však není ještě konečná částka. K této částce, bychom měli připočítat ještě náklady na emise.

6.1.2 Náklady na emise

Náklady na emise se skládají ze dvou cen. První částka je za emisní faktor a druhá za cenu povolenky.

Emisní faktor 94 t/TJ v palivu

Cena povolenky 215 Kč/t

Náklady na emise dostaneme vynásobením měrné spotřeby energie v palivu na dodávku elektřiny s emisním faktorem. Tento výsledek musíme ještě vynásobit cenou povolenky a dostaneme konečnou cenu nákladů na emise.

Výpočet emisních nákladů: $11,67 \cdot 0,094 = 1,097 \cdot 215 = 236$ Kč

6.2 Celkové výrobní náklady na 1MW/h v ETB

Konečnou sumu celkových nákladů na 1 MW/h v Elektrárně Třebovice získáme, sečteme-li výrobní a emisní náklady.

Výrobní náklady + náklady na emise: $1050 + 236 = 1286$ Kč

Celkové náklady na 1MW/h v elektrárně Třebovice činí **1286 Kč**.

6.3 Cena za silovou elektřinu

V roce 2011 dodávala elektrárna Třebovice do sítě silovou elektřinu bez podpůrných služeb za cenu **1389 Kč/MW/h**.

E_{SV} Vyrobená elektrická energie na svorkách generátoru [MW]

E_{DOD} Dodána elektrická energie do sítě [MW]

Vzorec pro výpočet dodané elektrické energie do sítě:

$$E_{DOD} = \frac{E_{SV}}{k_e} [MWh]$$

7. Varianty provozu elektrárny Třebovice bez PpS.

Nyní bych vám chtěl ukázat několik možností provozu elektrárny Třebovice bez PpS. Jedná se čistě o silovou elektrickou energii. Regulační rozsah turbogenerátorů TG 15,16,33 pro výrobu elektrické energie je následovný:

min. - max.
TG 15..... 22 - 72 MW
TG 16..... 22 - 72 MW
TG 33..... 15 - 33 MW

7.1 Varianta č. 1 - maximální výroba elektrické energie bez PpS.

Cena za MW/h 1389 Kč
 Náklady na MW/h..... 1286 Kč
 Tržby Kč..... $E_{DOD} \times \text{Cena} / \text{MW/h}$
 Celkové náklady $E_{SV} \times \text{Náklady} / \text{MW/h}$
 Marže Kč Tržby - Celkové náklady
 Marže / MW/h $\text{Marže} / E_{DOD}$

Tab. 1 – maximální výroba elektrické energie bez PpS v ETB

	Maximální výroba el. energie			Tržby [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E_{SV} MW	E_{DOD} MW	Cena za MW/h					
TG 15	72	67	1389	93063	1286	92592	471	7
TG 16	72	67	1389	93063	1286	92595	471	7
TG 33	33	31	1389	43059	1286	42438	621	20

Tato tabulka nám zobrazuje maximální výrobu elektrické energie v ETB. Jedná se o 177 MW/h. To je maximum, co může elektrárna dodat do sítě.

7.2 Varianta č. 2 - výroba 80% elektrické energie bez PpS.

Cena za MW/h 1389 Kč
 Náklady na MW/h..... 1286 Kč

Tab. 2 – výroba 80% elektrické energie bez PpS v ETB

	80% výroba el. energie			Tržby [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E_{SV} MW	E_{DOD} MW	Cena za MW/h					
TG 15	58	54	1389	75006	1286	74588	418	8
TG 16	58	54	1389	75006	1286	74588	418	8
TG 33	26	24	1389	33336	1286	33436	-100	-4

Je zajímavé, že při 80% dodání výkonu má turbogenerátor TG 33 zápornou marži. To znamená, že při výkonu 26 MW je nerentabilní. Na každou MW doplácí elektrárna 4 Kč. Musím, ale zdůraznit, že čísla jsou zaokrouhlená, tudíž výsledek není úplně přesný.

7.3 Varianta č. 3 – výroba 60% elektrické energie bez PpS.

Cena za MW/h 1389 Kč

Náklady na MW/h..... 1286 Kč

Tab. 3 – výroba 60% elektrické energie bez PpS v ETB

	60% výroba el. energie			Tržby [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E_{SV} MW	E_{DOD} MW	Cena za MW/h					
TG 15	43	40	1389	55560	1286	55298	262	7
TG 16	43	40	1389	55560	1286	74588	262	7
TG 33	20	19	1389	26391	1286	25720	671	35

Z této tabulky je zřejmé, že turbogenerátor TG 15 a TG 33 nemají dostatečný výkon pro dodávku tepla.

7.4 Varianta č. 4 - výroba 40% elektrické energie bez PpS.

Cena za MW/h 1389 Kč

Náklady na MW/h..... 1286 Kč

Tab. 4 – výroba 40% elektrické energie bez PpS v ETB

	40% výroba el. energie			Tržby [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E_{SV} MW	E_{DOD} MW	Cena za MW/h					
TG 15	29	27	1389	37503	1286	37294	209	8
TG 16	29	27	1389	37503	1286	37294	209	8
TG 33	15	14	1389	19446	1286	19290	156	11

Turbogenerátor TG 33 má minimální výkon 15 MW/h a proto nemůže na 40 % výroby elektrické energie, ale na 45 % což je jeho minimum.

8. Varianty provozu elektrárny Třebovice vždy pouze s jednou poskytovanou službou

8.1 Primární regulace (PR)

Nyní vám budu postupně představovat varianty provozu elektrárny Třebovice vždy pouze s jednou službou PpS. Začínáme s primární regulací, kde máme jenom jednu variantu. Elektrárna Třebovice má podepsanou smlouvu s ČEPS na poskytování maximálně 6 MW PR.

8.1.1 Varianta č. 5 - maximální výroba elektrické energie + PR

Cena za MW/h 1389 Kč
 Náklady na MW/h 1286 Kč
 Cena PR za MW/h 405 Kč
 Tržby [Kč] $E_{DOD} \times \text{Cena} / \text{MW/h}$
 Cena celkem za PR [Kč] $\text{PR MW/h} \times \text{Cena PR}$
 Tržby celkem [Kč] $\text{Tržby} + \text{Cena celkem za PR}$
 Celkové náklady [Kč] $E_{SV} \times \text{Náklady na MW/h}$
 Marže [Kč] $\text{Tržby} - \text{Celkové náklady}$
 Marže na MW/h [Kč] $\text{Marže} / E_{DOD}$

Tab. 5 – maximální výroba elektrické energie a poskytovaná služba PR v ETB

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	PR MW/h	Cena za PR celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E_{SV} MW	E_{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	69	64	1389	8889 6	3	1215	90111	1286	88734	1377	22
TG 16	69	64	1389	8889 6	3	1215	90111	1286	88734	1377	22
TG 33	33	31	1389	4305 9	0	0	43059	1286	42438	621	20

Turbogenerátor TG 33 nemá certifikaci na poskytování služby PR. Cena za MW/h PR činí 405 Kč. Primární regulaci lze poskytovat ve dvou verzích – celých 6 MW/h na TG 15, 16 nebo dle tabulky.

8.2 Sekundární regulace (SR)

Elektrárna je schopna maximálně provozovat 59 MW/h sekundární regulace. To znamená, že regulační rozsah všech tří turbogenerátorů má 118 MW/h. Pro přehlednost jsem vypracoval 5 variant služeb SR. Cena za MW/h sekundární regulace činí 648 Kč. Je to nejvyšší částka ze všech PpS, které třebovická elektrárna poskytuje.

8.2.1 Varianta č. 6 - maximální výroba elektrické energie + 100% SR

Cena za MW/h.....1389 Kč
 Náklady na MW/h..... 1286 Kč
 Cena MW/h za SR 648 Kč
 Tržby [Kč] $E_{DOD} \times \text{Cena} / \text{MW/h}$
 Cena celkem za SR [Kč] $SR \text{ MW/h} \times \text{Cena SR}$
 Tržby celkem [Kč]..... $\text{Tržby} + \text{Cena celkem za SR}$
 Celkové náklady [Kč]..... $E_{SV} \times \text{Náklady na MW/h}$
 Marže [Kč] $\text{Tržby} - \text{Celkové náklady}$
 Marže na MW/h [Kč] $\text{Marže} / E_{DOD}$

Tab. 6 – maximální výroba elektrické energie + 100 % podpůrné služby SR v ETB

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	100% SR MW/h	Cena za SR celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E_{SV} MW	E_{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	47	44	1389	61116	25	16200	77316	1286	60442	16874	384
TG 16	47	44	1389	61116	25	16200	77316	1286	60442	16874	384
TG 33	24	22	1389	30558	9	5832	36390	1286	30864	5526	251

Turbogenerátor TG 33 nemůže poskytovat tuto službu samostatně, ale pouze v bloku s ostatními generátory. To znamená bude-li např. elektrárna Třebovice držet službu 10 MW SR nemůže tuto službu poskytovat turbogenerátor TG 33 samostatně, ale pouze dohromady s jiným turbogenerátorem.

8.2.2 Varianta č. 7 - maximální výroba elektrické energie +80% SR

Cena za MW/h.....1389 Kč
 Náklady na MW/h..... 1286 Kč
 Cena MW/h za SR 648 Kč

Tab. 7 – maximální výroba elektrické energie + 80 % podpůrné služby SR v ETB

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	80% SR MW/h	Cena za SR celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E _{SV} MW	E _{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	52	48	1389	66672	20	12960	79632	1286	66872	12760	266
TG 16	52	48	1389	66672	20	12960	79632	1286	66872	12760	266
TG 33	26	24	1389	33336	7	4536	37872	1286	33436	4436	185

Tuto variantu nelze provozovat v zimních měsících z důvodu dodávek tepla na TG 15 a TG 33.

8.2.3 Varianta č. 8 - maximální výroba elektrické energie +60% SR

Cena za MW/h.....1389 Kč

Náklady na MW/h..... 1286 Kč

Cena MW/h za SR648 Kč

Tab. 8 – maximální výroba elektrické energie + 60 % podpůrné služby SR v ETB

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	60% SR MW/h	Cena za SR celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E _{SV} MW	E _{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	57	53	1389	73617	15	9720	83337	1286	73302	10035	189
TG 16	57	53	1389	73617	15	9720	83337	1286	73302	10035	189
TG 33	28	26	1389	36114	5	3240	39354	1286	36008	3346	129

Tuto variantu nelze provozovat v zimních měsících z důvodu dodávek tepla na TG 15 a TG 33.

8.2.4 Varianta č. 9 - maximální výroba elektrické energie +40% SR

Cena za MW/h.....1389 Kč
 Náklady na MW/h..... 1286 Kč
 Cena MW/h za SR 648 Kč

Tab. 9 – maximální výroba elektrické energie + 40 % podpůrné služby SR v ETB

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	40% SR MW/h	Cena za SR celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E _{SV} MW	E _{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	62	57	1389	79173	10	6480	86153	1286	79732	6421	113
TG 16	62	57	1389	79173	10	6480	86153	1286	79732	6421	113
TG 33	29	27	1389	37503	4	2592	40095	1286	37294	2801	104

Tato tabulka ukazuje možnost využití služeb SR v rozsahu celého roku. Vidíme zde, že dodržíme hodnoty výkonu TG 15 větších než 50 MW a TG 33 větších než 25 MW.

8.2.5 Varianta č. 10 - maximální výroba elektrické energie +20% SR

Cena za MW/h.....1389 Kč
 Náklady na MW/h..... 1286 Kč
 Cena MW/h za SR 648 Kč

Tab. 10 – maximální výroba elektrické energie + 20 % podpůrné služby SR v ETB

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	20% SR MW/h	Cena za SR celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E_{SV} MW	E_{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	67	62	1389	8611 8	5	3240	89358	1286	86162	3196	52
TG 16	67	62	1389	8611 8	5	3240	89358	1286	86162	3196	52
TG 33	31	29	1389	4028 1	2	1296	41577	1286	39866	1711	59

U této tabulky, bych chtěl upozornit na to, že minimální výkon poskytované služby sekundární regulace je 10 MW/h. Turbogenerátor y TG 15 nebo TG 16 vyrábí na svorkách generátorů 67 MW/h a tudíž nemůžou poskytovat tuto službu samostatně (min. SR 10 MW/h), ale jen ve fiktivním bloku s ostatními generátory.

8.3 Terciární regulace (TR+)

Varianty TR+ jsou shodné jako u sekundární regulace. Tady ovšem mohou všechny turbogenerátory TG 15, TG 16, TG 33 poskytovat tuto službu jak samostatně, tak v libovolném bloku mezi sebou. Cena za držení této služby je 395 Kč. Poskytovatelé služby TR+ jsou seřazeny nikoli-dle ceny (cena je tajná), ale dle číselného kódu označovaného jako KCK (kryptovací cenový koeficient) s rozsahem od 0 do 9999. Dojde k seřazení poskytovatelů od nejnižší ceny k nejvyšší. Nejvyšší je samozřejmě 9999. Nejnižší číslo KCK znamená nejnižší cenu a hodnotu, která postupně roste k nejvyššímu číslu KCK za nejvyšší cenu. Dojde-li k potřebě aktivovat službu TR+ pro vyrovnání výkonu v síti, aktivování jsou nejdříve poskytovatelé s nejnižším KCK (nejnižší cena) a teprve poté následně další a další poskytovatelé. Při velkém výpadku v síti např. výpadku jednoho bloku v elektrárně Temelín, dochází většinou k aktivaci všech poskytovatelů. Aktivace TR+ v elektrárně Třebovice probíhá následovně. Pošle-li ČEPS stejné číslo (KCK) s naším přednastaveným, dojde k akustickému signálu na elektrovelíně. Směnový dispečer je povinen neprodleně tuto výzvu potvrdit a zároveň je povinen informovat středisko kotelna, strojovna a směnového inženýra, neboť dojde ke zvýšení výkonu, který je charakteristický zvýšenou spotřebou admisní páry. Turbogenerátory musí po vyhlášení výzvy dohodnutý výkon splnit do 30 minut.

8.3.1 Varianta č. 11 - maximální výroba elektrické energie +100% TR+

Cena za MW/h.....1389 Kč
 Náklady na MW/h1286 Kč
 Cena MW/h za TR+ 395 Kč
 Tržby[Kč] $E_{DOD} \times \text{Cena} / \text{MW/h}$
 Cena celkem za TR+ [Kč] $\text{TR+ MW/h} \times \text{Cena TR+}$

Tržby celkem [Kč].....Tržby + Cena celkem za TR+
 Celkové náklady [Kč]..... $E_{SV} \times$ Náklady na MW/h
 Marže [Kč]Tržby - Celkové náklady
 Marže na MW/h [Kč]Marže / E_{DOD}

Tab. 11 – maximální výroba elektrické energie + 100 % podpůrné služby TR+ v ETB

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	100% TR+ MW/h	Cena za TR+ celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E_{SV} MW	E_{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	22	20	1389	2778 0	50	19750	47530	1286	28292	19238	962
TG 16	22	20	1389	2778 0	50	19750	47530	1286	28292	19238	962
TG 33	15	14	1389	1944 6	18	7110	26556	1286	19290	7266	519

Tato tabulka nám ukazuje nejlepší zhodnocení poskytování PpS na MW/h marže, v praxi ovšem nelze aplikovat ze stejných důvodů, jako ve variantě č. 9.

8.3.2 Varianta č. 12 - maximální výroba elektrické energie +80% TR+

Cena za MW/h.....1389 Kč
 Náklady na MW/h1286 Kč
 Cena MW/h za TR+ 395 Kč

Tab. 12 – maximální výroba elektrické energie + 80 % podpůrné služby TR+ v ETB

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	80% TR+ MW/h	Cena za TR+ celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E _{SV} MW	E _{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	32	30	1389	4167 0	40	15800	57470	1286	41152	16318	544
TG 16	32	30	1389	4167 0	40	15800	57470	1286	41152	16318	544
TG 33	19	18	1389	2500 2	14	5530	30532	1286	24434	6098	339

S touto variantou se v provozu nesetkáte, jelikož je potřeba hlavně v zimních měsících dodávka tepla.

8.3.3 Varianta č. 13 - maximální výroba elektrické energie +60% TR+

Cena za MW/h.....1389 Kč

Náklady na MW/h1286 Kč

Cena MW/h za TR+ 395 Kč

Tab. 13 – maximální výroba elektrické energie + 60 % podpůrné služby TR+ v ETB

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	60% TR+ MW/h	Cena za TR+ celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E _{SV} MW	E _{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	42	39	1389	5417 1	30	11850	66021	1286	54012	12009	308
TG 16	42	39	1389	5417 1	30	11850	66021	1286	54012	12009	308
TG 33	22	20	1389	2778 0	11	4345	32125	1286	28292	3833	192

Pro využití je tato varianta reálná mimo topnou sezónu.

8.3.4 Varianta č. 14 - maximální výroba elektrické energie +40 % TR+

Cena za MW/h.....1389 Kč

Náklady na MW/h1286 Kč

Cena MW/h za TR+ 395 Kč

Tab. 14 – maximální výroba elektrické energie + 40 % podpůrné služby TR+ v ETB

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	40% TR+ MW/h	Cena za TR+ celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E _{SV} MW	E _{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	52	48	1389	6667 2	20	7900	74572	1286	66872	7700	160
TG 16	52	48	1389	6667 2	20	7900	74572	1286	66872	7700	160
TG 33	26	24	1389	3333 6	7	2765	36101	1286	33436	2655	111

Tuto variantu si lze představit v celoročním provozu, protože rozsah generátorů TG 15 a TG 33 je vhodný jak pro dodávku elektrické energie, tak pro dodávku tepla.

8.3.5 Varianta č. 15 - maximální výroba elektrické energie +20 % TR+

Cena za MW/h.....1389 Kč

Náklady na MW/h1286 Kč

Cena MW/h za TR+ 395 Kč

Tab. 15 – maximální výroba elektrické energie + 20 % podpůrné služby TR+ v ETB

	Nejekonomičtější výroba el. energie			Tržby [Kč]	20% TR+ MW/h	Cena za TR+ celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E _{SV} MW	E _{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	62	57	1389	7917 3	10	3950	83123	1286	79732	3391	59
TG 16	62	57	1389	7917 3	10	3950	83123	1286	79732	3391	59
TG 33	29	27	1389	3750 3	4	1580	38083	1286	37394	689	26

Jelikož nejnižší poskytovaná hodnota TR+ je 10 MW/h, vidíme zde, že tuto službu lze poskytovat samostatně turbogenerátory TG 15 nebo TG 16, nikoliv TG 33.

8.4 Terciární regulace (TR-)

Varianty TR- jsou shodné jako u TR+. Cena za držení této služby je 200 Kč. Je to nejnižší cena ze všech, které elektrárna Třebovice poskytuje. Poskytovatelé služby TR- jsou taktéž seřazeny dle číselného kódu KCK a nikoliv ceny s tím rozdílem, že rozsah u poskytované služby TR- je od 0 do-9999. Dojde k seřazení do nejnižší ceny k nejvyšší. Nejnižší je -9999. Znamená to, že čím bude KCK číslo blíže k nule, tím bude cena příznivější. Aktivace TR- a další postup je zcela shodný jako u poskytované služby TR+. Při aktivaci TR- dojde k situaci, že elektrárna vydělává tím, že šetří palivové náklady.

8.4.1 Varianta č. 16 - maximální výroba elektrické energie +100% TR-

Cena za MW/h.....1389 Kč
 Náklady na MW/h1286 Kč
 Cena MW/h za TR- 200 Kč
 Tržby[Kč] $E_{DOD} \times \text{Cena} / \text{MWh}$
 Cena celkem za TR- [Kč]..... $\text{TR+ MW/h} \times \text{Cena TR-}$
 Tržby celkem [Kč].....Tržby + Cena celkem za TR-
 Celkové náklady [Kč]..... $E_{SV} \times \text{Náklady na MW/h}$
 Marže [Kč]Tržby - Celkové náklady
 Marže na MW/h [Kč] $\text{Marže} / E_{DOD}$

Tab. 16 – maximální výroba elektrické energie + 100 % podpůrné služby TR- v ETB

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	100% TR- MW/h	Cena za TR- celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E_{SV} MW	E_{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	72	67	1389	9306 3	50	10000	103063	1286	92592	10471	156
TG 16	72	67	1389	9306 3	50	10000	103063	1286	92592	10471	156
TG 33	33	31	1389	4305 9	18	3600	46659	1286	42438	4221	136

Tato varianta je nereálná jak z hlediska tepelného, jelikož při aktivaci by generátory měly minimální výkon, takže by nemohli dodávat tepelný výkon. Při pohledu na tabulku č. 22, kde průměr dodávky TR- na 1 hodinu v elektrárně Třebovice za rok 2011 činil 0,4 MW/h.

8.4.2 Varianta č. 17 - maximální výroba elektrické energie +80% TR-

Cena za MW/h.....1389 Kč

Náklady na MW/h1286 Kč

Cena MW/h za TR- 200 Kč

Tab. 17 – maximální výroba elektrické energie + 80 % podpůrné služby TR- v ETB

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	80% TR- MW/h	Cena za TR- celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E _{SV} MW	E _{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	72	67	1389	9306 3	40	8000	101063	1286	92592	8471	126
TG 16	72	67	1389	9306 3	40	8000	101063	1286	92592	8471	126
TG 33	33	31	1389	4305 9	14	2800	45859	1286	42438	3421	110

Tato služba je ekonomicky nejméně placená, ale při aktivaci se sníží výkon a s tím spojené i náklady.

8.4.3 Varianta č. 18 - maximální výroba elektrické energie +60% TR-

Cena za MW/h.....1389 Kč

Náklady na MW/h1286 Kč

Cena MW/h za TR- 200 Kč

Tab. 18 – maximální výroba elektrické energie + 60 % podpůrné služby TR- v ETB

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	60% TR- MW/h	Cena za TR- celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E _{SV} MW	E _{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	72	67	1389	9306 3	30	6000	99063	1286	92592	6471	97
TG 16	72	67	1389	9306 3	30	6000	99063	1286	92592	6471	97
TG 33	33	31	1389	4305 9	11	2200	45259	1286	42438	2821	91

Tato varianta je nereálná jak z hlediska tepelného, jelikož při aktivaci by generátory měly minimální výkon, takže by nemohli dodávat tepelný výkon.

8.4.4 Varianta č. 19 - maximální výroba elektrické energie +40% TR-

Cena za MW/h.....1389 Kč

Náklady na MW/h1286 Kč

Cena MW/h za TR- 200 Kč

Tab. 19 – maximální výroba elektrické energie + 40 % podpůrné služby TR- v ETB

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	40% TR- MW/h	Cena za TR- celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E _{sv} MW	E _{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	72	67	1389	9306 3	20	4000	97063	1286	92592	4471	67
TG 16	72	67	1389	9306 3	20	4000	97063	1286	92592	4471	67
TG 33	33	31	1389	4305 9	7	1400	44459	1286	42438	2021	65

U této varianty lze dodávat jak tepelný výkon, tak elektrickou energii, tzn. že lze provozovat při takto nastavených výkonech.

8.4.5 Varianta č. 20 - maximální výroba elektrické energie +20% TR-

Cena za MW/h.....1389 Kč

Náklady na MW/h1286 Kč

Cena MW/h za TR- 200 Kč

Tab. 20 – maximální výroba elektrické energie + 20 % podpůrné služby TR- v ETB

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	20% TR-MWh	Cena za TR-celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MWh [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MWh [Kč]
	E _{SV} MWh	E _{DOD} MWh	Cena za MWh								
TG 15	72	67	1389	93063	10	2000	95063	1286	92592	2471	37
TG 16	72	67	1389	93063	10	2000	95063	1286	92592	2471	37
TG 33	33	31	1389	43059	4	800	43859	1286	42438	1421	46

Tato varianta je nejbližší k hodnotám skutečné dodávky poskytované služby TR- v roce 2011 v elektrárně Třebovice.

9. Ekonomické vyhodnocení jednotlivých variant

Jednotlivé varianty seřadím dle marže na MW/h a tím vyhodnotím nejvýhodnější varianty z ekonomického pohledu. Žebříček tabulek od nejvíce ekonomické varianty po nejméně ekonomickou variantu v elektrárně Třebovice.

1. Varianta č. 11 - maximální výroba elektrické energie + 100% podpůrné služby TR+
2. Varianta č. 12 - maximální výroba elektrické energie + 80% podpůrné služby TR+
3. Varianta č. 3 - maximální výroba elektrické energie + 100% podpůrné služby SR
4. Varianta č. 13 - maximální výroba elektrické energie + 60% podpůrné služby TR+
5. Varianta č. 7 - maximální výroba elektrické energie + 80% podpůrné služby SR
6. Varianta č. 8 - maximální výroba elektrické energie + 60% podpůrné služby SR
7. Varianta č. 16 - maximální výroba elektrické energie + 100% podpůrné služby TR-
8. Varianta č. 14 - maximální výroba elektrické energie + 40% podpůrné služby TR+
9. Varianta č. 17 - maximální výroba elektrické energie + 80% podpůrné služby TR-
10. Varianta č. 9 - maximální výroba elektrické energie + 40% podpůrné služby SR
11. Varianta č. 18 - maximální výroba elektrické energie + 60% podpůrné služby TR-
12. Varianta č. 19 - maximální výroba elektrické energie + 40% podpůrné služby TR-
13. Varianta č. 10 - maximální výroba elektrické energie + 20% podpůrné služby SR
14. Varianta č. 15 - maximální výroba elektrické energie + 20% podpůrné služby TR+
15. Varianta č. 20 - maximální výroba elektrické energie + 20% podpůrné služby TR-
16. Varianta č. 5 - maximální výroba elektrické energie a poskytovaná služba PR
17. Varianta č. 3 - výroba elektrické energie 60% bez PpS
18. Varianta č. 1 - výroba elektrické energie 100% bez PpS
19. Varianta č. 4 - výroba elektrické energie 40% bez PpS
20. Varianta č. 2 - výroba elektrické energie 100% bez PpS

9.1 Rozbor ekonomického vyhodnocení

Nejekonomičtější varianta je v tabulce číslo 11, 12 a 6. V praxi je však nelze aplikovat, neboť elektrárna Třebovice vyrábí elektrickou energii společně s teplem v tzv. kogeneraci (společná výroba elektrické energie a tepla). Při tak nízkých dodávkách elektrické energie bychom museli odstavit naše výměňkové stanice a nedodávali bychom teplo pro lokality Poruba sever, Poruba západ, Ostrava jih. Zároveň bychom nedodrželi parametry na páře pro naše odběratele. Pro dodávky tepla v elektrárně Třebovice jsou určeny turbogenerátory TG 15 a TG 33. Tyto turbogenerátory jsou tedy drženy na vyšším elektrickém výkonu, aby pára z jednotlivých jejích odběrů mohla předat dostatek tepelné energie pro jednotlivé výměňkové stanice na bázi pára – voda. Z výše uvedených důvodů jsou tyto varianty nereálné. Ideální stav TG 15 je při výkonu 50 - 55 MW/h, zásobuje výměňkové stanice OTV (ohřívač teplé vody) 1, 2, 3, přičemž 1, 2 je základní a 3 je špičkový ohřívač. TG 33 je udržován v rozsahu 26 – 33 MW/h, nejlépe „topí“ při výkonu 33 MW/h. Teplo má přednost před elektrickou energií. Poslední místa zaplnily výroby elektrické energie bez PpS, z čehož vyplývá, jak jsou podpůrné služby pro elektrárnu ekonomicky důležité.

9.2 Mé doporučení pro provozování PpS v elektrárně Třebovice

Varianty 1 až 20 jsem analyzoval, jak ovlivňují ekonomická hlediska v elektrárně Třebovice. Jedná se ale pouze o varianty, které nejsou nijak logicky používány v praxi a jsou pouhým nástřelem. Proto jsem doporučil své alternativní řešení, které nejlépe vyhovuje potřebám dodávek jak elektrické energie, tak tepla.

První varianta je na podpůrnou službu TR+ a druhá varianta je na SR. Výkon turbogenerátoru TG 15 minimálně 50 MW/h a TG 33 minimálně 26 MW/h.

9.2.1 Návrh mého řešení č. 1 - podpůrné služby TR+

Cena za MW/h.....	1389 Kč
Náklady na MW/h	1286 Kč
Cena MW/h za TR+	395 Kč
Tržby[Kč]	$E_{DOD} \times \text{Cena} / \text{MW/h}$
Cena celkem za TR+ [Kč]	$\text{TR+ MW/h} \times \text{Cena TR+}$
Tržby celkem [Kč].....	$\text{Tržby} + \text{Cena celkem za TR+}$
Celkové náklady [Kč].....	$E_{SV} \times \text{Náklady na MW/h}$
Marže [Kč]	$\text{Tržby} - \text{Celkové náklady}$
Marže na MW/h [Kč]	$\text{Marže} / E_{DOD}$

Tab. 21 – Návrh mého řešení TR+ vyhovující elektrárně Třebovice jak elektrickým tak tepelným výkonem

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	TR+ MW/h	Cena za TR+ celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E_{SV} MW	E_{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	52	48	1389	66672	20	7900	74572	1286	66872	7700	160
TG 16	22	20	1389	27780	50	19750	47530	1286	28292	19238	962
TG 33	26	24	1389	33336	7	2765	36101	1286	33436	2665	111

9.2.2 Návrh mého řešení č. 2 - podpůrné služby SR

Cena za MW/h.....1389 Kč
 Náklady na MW/h1286 Kč
 Cena MW/h za SR..... 648 Kč
 Tržby[Kč]..... $E_{DOD} \times \text{Cena} / \text{MW/h}$
 Cena celkem za SR [Kč] $\text{SR MW/h} \times \text{Cena SR}$
 Tržby celkem [Kč]..... $\text{Tržby} + \text{Cena celkem za SR}$
 Celkové náklady [Kč]..... $E_{SV} \times \text{Náklady na MW/h}$
 Marže [Kč] $\text{Tržby} - \text{Celkové náklady}$
 Marže na MW/h [Kč] $\text{Marže} / E_{DOD}$

Tab. 22 – Návrh řešení SR vyhovující elektrárně Třebovice jak elektrickým tak tepelným výkonem

	Max. výroba el. energie			Tržby [Kč]	SR MW/h	Cena za SR celkem [Kč]	Tržby Celkem [Kč]	Náklady na MW/h [Kč]	Celkové náklady [Kč]	Marže [Kč]	Marže na MW/h [Kč]
	E_{SV} MW	E_{DOD} MW	Cena za MW/h								
TG 15	62	57	1389	79173	10	6480	85653	1286	79732	5921	104
TG 16	47	44	1389	61611	25	16200	77316	1286	60442	16874	384
TG 33	30	28	1389	38892	3	1944	40836	1286	38580	2256	81

9.3 Plnění dodávky PpS v elektrárně Třebovice za rok 2011

Na rok 2011 měla elektrárna Třebovice podepsán kontrakt na vybrané podpůrné služby v tomto rozsahu: Pro lepší orientaci jsem si dovolil tyto data obsáhnout do tabulky. Ještě, bych chtěl dodat, že na první pololetí roku 2012 je nákup PpS v elektrárně Třebovice podstatně nižší. Obchodníkům se podařilo prodat zhruba 30% služeb oproti roku 2011. To svědčí o tom, že konkurence v oblasti podpůrných služeb je velká.

Tab. 22 – Plnění jednotlivých podpůrných služeb v ETB za rok 2011

Druhy podpůrných služeb v ETB	Nákup PpS v ETB [MW/h]	Skutečná dodávka [MW/h]	Dodávka splněna na [%]
Primární regulace SR	22752	20490	90
Sekundární regulace SR	210723	208366	99
Terciární regulace TR +	87404	84163	96
Terciární regulace TR-	3104	3104	100

Jak je již z tabulky patrné elektrárna Třebovice nesplnila kromě TR- žádnou ze služeb na 100% z důvodu delší odstávky turbogenerátoru TG 15. Důvodem odstávky bylo poškození středotlakých a nízkotlakých lopatek.

9.4 Finanční vyhodnocení dle druhů poskytovaných PpS v ETB za rok 2011

Sečteme-li si jednotlivé marže z podpůrných služeb, zjistíme zisk elektrárny Třebovice pro rok 2011, který činí **177 miliónu a 184 tisíc korun**.

Tab. 23 – Marže jednotlivých podpůrných služeb v elektrárně Třebovice za rok 2011

Druhy podpůrných služeb v ETB	Dodávka [MW/h]	Cena za poskytovanou službu [Kč]	Marže [tis.Kč]
Primární regulace SR	20490	405	8298
Sekundární regulace SR	208366	648	135021
Terciární regulace TR +	84163	395	33244
Terciární regulace TR-	3104	200	621

9.5 Průměrná hodinová marže PpS v elektrárně Třebovice

Celkový počet dodávky pro jednotlivé služby jsem dělil počtem hodin za rok (8760) a výsledkem je průměr dodávky PpS na jednu hodinu v MW/h. Tento průměr jsem násobil cenou za poskytovanou službu v Kč, abych získal průměrnou hodinovou marži pro jednotlivé podpůrné služby v Kč. Tuto marži jsem následně sečetl, abych získal průměrnou hodinovou marži z podpůrných služeb, která činí **20 347 Kč/MW/h**.

Tab. 22 – Průměrná hodinová marže PpS v elektrárně Třebovice

Druhy podpůrných služeb v ETB	Dodávka [MW/h]	Cena za poskytovanou službu [Kč]	Marže [Kč]
P primární regulace PR	2,6	405	1053
Sekundární regulace PR	23,8	648	15422
Terciární regulace TR +	9,6	395	3792
Terciární regulace TR-	0,4	200	80

10. Závěr

Cílem mé diplomové práce bylo vysvětlení problematiky podpůrných služeb a představení technických podmínek elektrárny Třebovice. Jelikož jsem zaměstnancem této elektrárny od r. 1992, osobně se mně tato problematika dotýká. Představil jsem historii elektrárny od jejích prvních počátků až do současnosti, její technické vybavení, parametry, přiblížil druhy podpůrných služeb, vysvětlil jejich vznik, využití a jejich ekonomický přínos. Snažil jsem se o popsání kroků, kdo a jak se může stát poskytovatelem PpS a zároveň, jaké dokumenty a legislativa jsou k tomu nutné. Nejprve jsem vytvořil několik variant výroby elektrické energie bez PpS. Jak máme možnost vidět na žebříčku ekonomického vyhodnocení se tyto varianty umístily na posledních místech. Z tohoto vyplývá, jak jsou PpS pro elektrárnu Třebovice důležité.

Poté jsem přistoupil na varianty provozu vždy pouze s jednou službou. Na první příčku se dostala regulace terciární TR+, kterou ale v takhle velkém rozsahu nelze v praxi aplikovat, jelikož prvořadým cílem elektrárny Třebovice je dodávka tepla, až poté výroba elektrické energie. Další místo obsadil ekonomický výpočet sekundární regulace SR. Střed žebříčku zaujala terciární TR-, která v loňském roce byla elektrárnou Třebovice poskytována minimálně. Výpočty primární regulace PR nedopadly nejlépe, ale pouze z důvodu, že elektrárna Třebovice má certifikaci pouze na 6 MW/h. Proto jsem navrhl řešení, které nejlépe vyhovuje potřebám jak elektrické energie, tak tepla. I přesto, že elektrárna Třebovice nesplnila dohodu na nákup Pps na 100% mimo TR-, je zisk z podpůrných služeb za rok 2011 177 milionů a 184 tisíc korun. Průměrná hodinová marže z podpůrných služeb v elektrárně Třebovice tedy dělá 20347 Kč/MW/h. Myslím si, že tato částka není zanedbatelná, když si uvědomíme, že elektrárna Třebovice je ze 70% teplárna a ze zbylých 30% elektrárna. Z hlediska

dalšího vývoje technického vybavení dojde pravděpodobně během několika let ke zrušení zastaralého turbogenerátoru TG 33 a nahrazení turbogenerátorem novým. Podmínkou však, ale bude výstavba nového kotle, což bude mít za důsledek zvýšení regulačního rozsahu podpůrných služeb. Tato investice bude

velice nákladná, ale díky výhodným finančním podmínkám za PpS nebude návratnost dlouhá. PpS jsou důležitou součástí elektrárny Třebovice a splňují důležitou funkci k dosažení stabilnějších hodnot frekvence v síti, zabezpečují lepší pokrytí silové elektřiny v dobách výpadku elektráren a tepláren a neméně důležité vyšší finanční ohodnocení za poskytované služby. Proto si můžeme dovolit nabízet kvalitnější služby pro koncového zákazníka. Problém je v tom, že konkurence se stále rozrůstá a pro elektrárnu Třebovice to znamená složitější prosazení na trhu. Novodobý vývoj je směřován na další zvýšení kombinované výroby tepla a elektřiny s plným využitím zařízení kotelny, rekonstruovaného z hlediska ekologie.

11. Seznam použité literatury

- [1] Hub F, Kružík J : Moravskoslezské teplárny - 100 let služeb veřejnosti
- [2] Místní provozní a pracovní předpis – 4.9/03.04
- [3] Místní provozní a pracovní předpis – 4.9/03.06
- [4] Místní provozní a pracovní předpis – 4.9/03.08
- [5] Místní provozní a pracovní předpis – 4.9/03.09
- [6] Místní provozní a pracovní předpis – 4.9/04.01
- [7] Místní provozní a pracovní předpis – 4.9/04.14
- [8] Místní provozní a pracovní předpis – 4.9/04.29
- [9] <http://www.ceps.cz/>
- [10] Kodex přenosové soustavy – část 1
- [11] Kodex přenosové soustavy – část 2
- [12] <http://www.mpo.cz/>
- [13] <http://www.ote-cr.cz>
- [14] <http://www.eru.cz>